Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG

im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

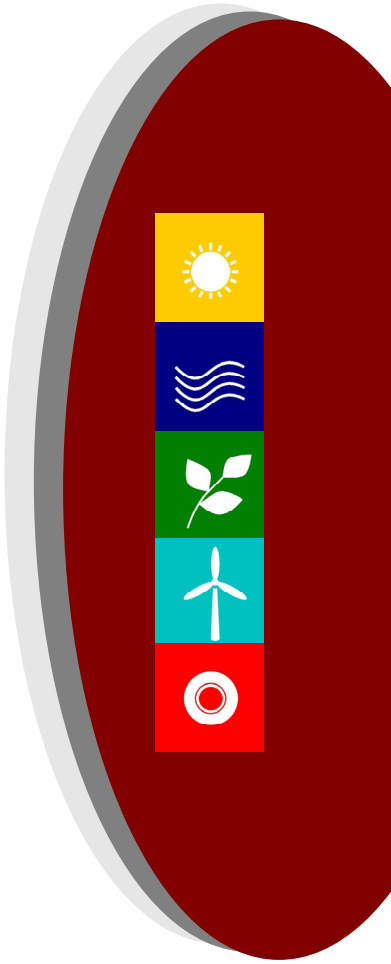
Vorhaben IV
Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG

Endbericht

Projektleitung:

Frank Sensfuß

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)



Fraunhofer ISI

Fraunhofer IWES

izes gGmbH Institut für ZukunftsEnergieSysteme

Julius-Maximilians-Universität Würzburg

BBH Becker Büttner Held Rechtsanwälte · Wirtschaftsprüfer · Steuerberater Partnerschaft

Juni 2011

Ansprechpartner:

Fraunhofer ISI

Kontakt
Dr. Frank Sensfuß
Frank.Sensfuss@isi.fraunhofer.de
Weitere Autoren: Dr. Mario Ragwitz, Dr. Marian Klobasa

Fraunhofer-Institut für
System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
Telefon +49 721 6809-133
Fax +49 721 6809-272

Julius-Maximilians-
UNIVERSITÄT
WÜRZBURG

Kontakt
Thorsten Müller
Thorsten.Mueller@jura.uni-wuerzburg.de
Weitere Autoren: Frank Sailer, Philipp Schütter, Maria Húšťavová

Forschungsstelle Umweltenergierecht
Universität Würzburg
Juristische Fakultät
Augustinerstraße 15
97070 Würzburg
Telefon: +49 931-794077-15
Fax: +49 931-794077-29

---

izes gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme

Kontakt
Prof. Dr. Uwe Leprich
leprich@izes.de
Weitere Autoren: Eva Hauser, Juri Horst, Jörg Frantzen

IZES
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Telefon: +49 681-9762-526
Fax: +49 681-9762-850

BBH
Becker Büttner Held
Rechtsanwälte · Wirtschaftsprüfer · Steuerberater
Partnerschaft

Kontakt
Dr. Martin Altrock
martin.altrock@bbh-online.de
Weitere Autoren: Dr. Wieland Lehnert

Becker Büttner Held
Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer
Steuerberater Partnerschaft
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin
Telefon: +49-30-611-2840-96
Fax: +49 30- 611-2840-99

Fraunhofer IWES

Kontakt
Dr. Michael Sterner
michael.sterner@iwes.fraunhofer.de
Weitere Autoren: Norman Gerhardt, Jan Dobschinski

Fraunhofer Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik IWES
Königstor 59
D-34119 Kassel / Germany
Tel. +49 561 7294-361
Fax. +49 561 7294-260

Inhaltsverzeichnis

Einleitung 1

Übersicht der zentralen Empfehlungen 2

1 AP 1 Festvergütung und Direktvermarktung (ISI) 4

1.1 Einnahmen der Direktvermarktung (ISI) 4

1.1.1 Verkauferlöse und relativer Wert der erneuerbaren Energien (ISI) 4

1.1.2 RECS oder EECS Zertifikate (ISI) 17

1.1.3 Vermiedene Netznutzungsentgelte (ISI) 18

1.1.4 Befreiung von der EEG Umlage (ISI) 19

1.1.5 Kosten Windprognosefehler (ISI, IWES) 19

1.2 Analyse und Projektion der Direktvermarktung nach §17 (IWES) 37

1.2.1 Vergütung der EEG-Anlagen und deren Entwicklung 37

1.2.2 Fazit 45

1.3 Analyse und Projektion der Vermarktung mit Grünstromprivileg nach §37 EEG (ISI/ZES) 46

1.3.1 Aktueller Stand und Projektion (ISI) 46

1.3.2 Zielsetzung des ‚Grünstromprivilegs' (IZES) 47

1.3.3 Komponenten der Lenkungswirkung des Grünstromprivilegs (IZES) 48

1.3.4 Optionen zur Weiterentwicklung des §37 (ISI/IZES) 49

1.3.5 Empfehlung zu §37 (ISI/IZES) 52

1.4 Rechtliche Aspekte der Direktvermarktung (BBH) 52

1.4.1 Rechtliche Analyse der §§ 16 und 17 EEG (BBH) 52

1.4.2 Vermiedene Netzentgelte (BBH) 61

1.4.3 Herkunftsnachweise (BBH) 62

1.4.4 Direktvermarktung und Einspeisemanagement (BBH) 63

1.4.5 Grünstromhändlerprivileg in § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG (BBH) 64

1.4.6 Stromsteuer (BBH) 67

1.4.7 Bilanzkreisregeln (BBH) 68

1.5 Übersicht der Handlungsempfehlungen 69

2 PV Direktverbrauch (IZES, BBH) 70

2.1 Annahmen zur Entwicklung des PV-Direktverbrauchs bis 2020 (IZES) 70

2.1.1 Annahmen zur Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden bis 2020 70

2.1.2 Notwendige Aufwendungen zur Inanspruchnahme des PV-Direktverbrauchs 76

2.1.3 Wirksamkeit des §33, Abs. EEG? 78
2.2 Rechtliche Aspekte des PV-Direktverbrauchs (BBH) 83
2.2.1 Einführung 83
2.2.2 Rechtliche Vorgaben zum Messkonzept 84
2.2.3 Reduzierung des Strompreises durch Direktverbrauch 85
2.2.4 Eigenverbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe 87
2.2.5 30-kW-Grenze bzw. 500-kW-Grenze 90
2.2.6 Direktverbrauch und Konzessionsabgabe 91
2.2.7 Förderung der dezentralen Erzeugung durch die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung 94
2.2.8 Abwicklung der Regeln zum PV-Direktverbrauch 98
2.2.9 Exkurs: EEG und Objekt-/Arealnetze 98
2.3 Übersicht der Handlungsempfehlungen 111

3 AP 2 Markt- und Systemintegration 117
3.1 Technologieanalyse (IWES, ISI) 117
3.1.1 Stromspeicher (IWES) 118
3.1.2 Regelbare Erzeuger (IWES) 119
3.1.3 Netzausbau (IWES) 120
3.1.4 Lastmanagement (ISI) 121
3.2 Regelenergieausschreibungen (IZES, BBH) 122
3.2.1 Definition und Abgrenzung der Regelenergiemärkte (IZES) 122
3.2.2 Charakteristika der drei Regelenergiearten (IZES) 125
3.2.3 Aktuelle Praxis der Beschaffung von Regelenergie (IZES) 128
3.2.4 Ausgleichsenergie(IZES) 130
3.2.5 Kriterien für die Teilnahme von EE-Stromerzeugern an den Regelenergiemärkten (IZES) 132
3.2.6 Rechtliche Instrumente für die Regulierung des Regelenergiemarkts (BBH) 133
3.3 Optionen zur Weiterentwicklung (ISI, IWES) 144
3.3.1 Ausgestaltungsparameter eines Prämienmodells (ISI) 144
3.3.2 Zusammenfassung der Diskussion über einen Kombikraftwerksbonus (ISI) 151
3.3.3 Anreize für eine bedarfsgerechtere Einspeisung der Biomasse (IWES) 153
3.3.4 Speicherförderung (IWES) 156
3.3.5 Rechtliche Aspekte der Integration von Energiespeichern (BBH) 167
3.3.6 Rechtliche Aspekte der Marktprämie: Umsatzsteuer 173
3.3.7 Vertragliche Vereinbarungen zur Steuerung des Einspeiseverhaltens 179
3.4 Übersicht der Handlungsempfehlungen 182

4 Allgemeine Fragestellungen zu Kosten und Vergütungen im EEG (AP3, AP4) 186

4.1 Vergütungen und Boni (AP4) 186
4.1.1 Bestandsaufnahme: ‚Boni' im EEG (IZES) 186
4.1.2 Analyseraster zur Vergütungen und Boni im EEG (ISI) 187
4.1.3 Verlagerung der Festlegung der EEG-Vergütungssätze und -Boni auf die Verordnungsebene (FUER) 189

4.2 Transaktionskosten AP3 (IZES) 194
4.2.1 Definition von Transaktionskosten 194
4.2.2 Transaktionskosten des EEG 194

4.3 Übersicht der Handlungsempfehlungen 195

5 AP 5 Wälzungsmechanismus 196

5.1 Struktur und Zielerreichung der neuen EEG Wälzung (ISI) 196
5.1.1 Struktur des EEG Wälzungsmechanismus (ISI) 196
5.1.2 Zielerreichung: Entlastung der Stromvertriebe (ISI) 197
5.1.3 Zielerreichung: Tranparenz Analyse der veröffentlichten Daten zur Bilanz der EEG Konten (ISI) 198
5.1.4 Zielerreichung: Effizienz des EEG Managements durch die ÜNB (ISI) 202

5.2 Fazit zur Zielerreichung des neuen Wälzungsmechanismus (ISI) 202

5.3 Stärken und Schwächen der derzeitigen Wälzungsstruktur (ISI) 202

5.4 Optionen zur Weiterentwicklung des EEG Wälzungsmechanismus (ISI) 204
5.4.1 Ausschreibung der EEG Vermarktung Energiewirtschaftliche Analyse (ISI) 204
5.4.2 Juristische Analyse: Beihilferechtlicher Rahmen für eine Übertragung der Vermarktung des EEG-Stroms auf einen Dritten (FUER) 209
5.4.3 Optionen zur Weiterentwicklung innerhalb des derzeitigen Systems (ISI) 215

5.5 Kompatibilität Optionen in der EEG Wälzung und anderen EEG Instrumenten (ISI) 218

5.6 Übersicht der Handlungsempfehlungen 219
5.6.1 Transparenz 219
5.6.2 Effizienz 219
5.6.3 Generelle Weiterentwicklung 219

6 AP 6 Besondere Ausgleichsregelung (IZES, FUER) 221

6.1 Bisherige gesetzliche Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung (IZES) 221
6.1.1 EEG 2003 221

6.1.2 EEG 2004 221
6.1.3 EEG 2009 222
6.1.4 AusglMechV 223
6.2 Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichregelung (IZES) 225
6.3 Diskussion möglicher Problemfelder der BesAR (IZES) 230
6.3.1 Auswirkungen der BesAR auf die internationale Wettbewerbsposition stromintensiver Unternehmen 230
6.3.2 Bewertung der oberen und unteren Bezugsmengenschwellen hinsichtlich möglicher brancheninterner Wettbewerbsverzerrungen 238
6.3.3 Zum intermodalen Wettbewerb des Schienenverkehrs 243
6.3.4 Ermittlung und Diskussion der von Stromletztverbrauchern akzeptierten Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Rahmen der Diskussion über die Zumutbarkeit, §40, I, S.2 EEG 2009 246
6.4 Abschätzung der Auswirkung von Modifikationen der BesAR zur Auflösung der Problemfelder (IZES) 252
6.4.1 Beschreibung der Berechnungsmethodik und Datengrundlage 252
6.4.2 Diskussion einer Modifikation des Eigenanteils zwischen den beiden Bezugsmengengrenzen 254
6.4.3 Absenkung der Strombezugsmengen-Schwelle 260
6.5 Inhaltliche Ausgestaltung der Vereinbarkeitsgrenze (Belastungs- bzw. Zumutbarkeitsgrenze) (FUER) 263
6.5.1 Inhaltliche Anforderungen 263
6.5.2 Zwischenergebnis 265
6.5.3 Analyse anderer Belastungsgrenzen 265
6.6 Zur Geltung des § 40 Abs. 1 Satz 1 EEG für Contracting-Unternehmen (FUER) 268
6.6.1 Problemdarstellung 268
6.6.2 Berücksichtigung des fehlenden internationalen Wettbewerbs 269
6.6.3 Lösungsmöglichkeiten 275
6.6.4 Vorschlag 276
6.7 Antragsberechtigung bei der ausschließlichen Nutzung von Areal- und Objektnetzen (FUER) 276
6.8 Verfassungs- und europarechtliche Grenzen der Besonderen Ausgleichsregelung (FUER) 277
6.8.1 Verfassungsrechtliche Grenzen 277
6.8.2 Europarechtliche Grenzen 283
6.9 Streitanfälligkeit und konkrete Anwendung der Regelung (FUER) 290
6.10 Erhöhte Missbrauchsgefahr (FUER) 291
6.11 Übersicht der Handlungsempfehlungen 293

7 AP 7 Doppelvermarktungsverbot (BBH) 297

7.1 Inhalt und Umfang des Doppelvermarktungsverbots 297
7.1.1 § 56 Abs. 1 EEG 297
7.1.2 § 56 Abs. 2 EEG – Weitergabe von Nachweisen 300

7.2 Überwachung des Doppelvermarktungsverbots 302

7.3 Doppelvermarktung und Bereitstellung von Regelenergie 304

7.4 Doppelvermarktung und Direktvermarktung 305
7.4.1 Direktvermarktung nach § 17 EEG 305
7.4.2 Direktvermarktung mit Marktprämie 305
7.4.3 Fazit 309

7.5 Doppelvermarktung beim Ausgleichsmechanismus und Stromkennzeichnung 309
7.5.1 Vermarktung des Stroms im EEG-Ausgleichsmechanismus bis zum 31.12.2009 309
7.5.2 Vermarktung als Grünstrom nach dem aktuellen Ausgleichsmechanismus seit dem 01.01.2010 310
7.5.3 Vermarktung des Stroms durch die ÜNB als Grünstrom 311
7.5.4 Vermarktung der grünen Eigenschaft des EEG-Stroms durch die Stromlieferanten 314

7.6 Übersicht der Handlungsempfehlungen 321

8 AP 8 EEG-Behörden und sonstige Stellen (FUER, IZES, BBH) 324

8.1 Bundesnetzagentur (BNetzA) (FUER,IZES, BBH) 324
8.1.1 Allgemeiner Überblick 324
8.1.2 Aufgaben der BNetzA im EEG 325
8.1.3 Bundesnetzagentur bzgl. EnWG-Aufgaben mit Wirkung auf das EEG (BBH) 333

8.2 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (FUER,IZES) 348
8.2.1 Überblick 348
8.2.2 Besondere Ausgleichsregelung, §§ 40 ff. EEG i.V.m. § 6 AusglMechV 348

8.3 Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) (FUER,IZES) 350
8.3.1 Überblick 350
8.3.2 Die BLE als Datenempfängerin 352
8.3.3 Die BLE als Datenübermittlerin 354
8.3.4 Die BLE als Kontrollbehörde 354
8.3.5 Die BLE als Anerkennungs- und Bekanntmachungsbehörde 355

8.4 Umweltbundesamt (UBA) (FUER,IZES) 355

8.5 Clearingstelle EEG (BBH) 356

8.5.1 Rechtlicher Rahmen für die Tätigkeit der Clearingstelle 356
8.5.2 Organisation 357
8.5.3 Tätigkeit der Clearingstelle EEG 359
8.5.4 Durchführung von Verfahren vor der Clearingstelle EEG 360
8.5.5 Vereinbarkeit der Tätigkeit mit dem Rechtsdienstleistungsgesetz (RDG) 367
8.5.6 Bewertung der Rolle der Clearingstelle 370
8.5.7 Ableitungen und Empfehlungen 373
8.5.8 Exkurs: Modifikation des § 4 Abs. 2 EEG 377
8.6 Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie – BSH (BBH) 385
8.6.1 Zuständigkeit des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie 385
8.6.2 Genehmigungsverfahren 386
8.6.3 Aufgabenwahrnehmung 387
8.7 Bewertung der Aufgabenzuordnung im EEG auf die einzelnen Stellen (BNetzA, BAFA, BLE, UBA, Clearingstelle EEG) (FUER, IZES) 388
8.7.1 Überwachung und PV-Register (BNetzA) 388
8.7.2 Besondere Ausgleichsregelung (BAFA) 390
8.7.3 Nachhaltige Biomasseherstellung (BLE) 391
8.7.4 Herkunftsnachweisregister (UBA) 392
8.7.5 Klärung von Streitigkeiten und Anwendungsfragen (Clearingstelle EEG) 393
8.7.6 Datenerhebung 393
8.7.7 Zusammenfassende Bewertung der Aufgabenzuordnung auf die verschiedenen Institutionen im EEG 394
8.7.8 Tabellarische Zusammenfassung 398
8.7.9 Aufgabenübertragung auf nachgeordnete Bundesbehörden 399
8.8 Bewertung der unterschiedlichen Fachaufsicht (FUER) 400
8.8.1 Die Fachaufsicht im Allgemeinen 400
8.8.2 Die Fachaufsicht im EEG 400
8.8.3 Ressortverantwortlichkeit des BMU für das EEG 401
8.8.4 Fehlende Steuerungsmöglichkeiten durch das BMU 401
8.8.5 Handlungsempfehlung 402
8.9 Bewertung der unterschiedlichen Register (FUER) 403
8.9.1 Registerübersicht 403
8.9.2 Bewertung einer Registerzusammenführung 404
8.10 Übersicht der Handlungsempfehlungen 405

9 AP 9 Datenverfügbarkeit und Anlagenregister (FUER, IWES) 407

9.1 Vereinfachung und Transparenz durch Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten (FUER) 407

9.1.1 Erforderlichkeit eines Informationsflusses für die Abwicklung des EEG, §§ 45 bis 52 EEG 407
9.1.2 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit für die Evaluierung des Gesetzes nach § 65 EEG 424
9.1.3 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit für die Berichterstattung aufgrund der EE-Richtlinie 428
9.1.4 Datenerhebung über Erneuerbare Energien nach dem Energiestatistikgesetz 429
9.1.5 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit für die Information der Öffentlichkeit, § 52 EEG 431
9.1.6 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit im Rahmen des Netzanschlusses, § 5 Abs. 5 EEG 432
9.1.7 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit im Rahmen des Einspeisemanagements, § 11 EEG 434
9.1.8 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit im Rahmen der nachhaltigen Herstellung von Strom aus flüssiger Biomasse 435
9.1.9 Befragung zur Datenverfügbarkeit 436
9.1.10 Gemeinsame Typologie der Datenübermittlungs- und Berichtspflichten 437
9.2 Systematische Datensammlung – Register im EEG (FUER) 438
9.2.1 Bestehende Register 438
9.2.2 Vereinfachung und Transparenz durch ein Anlagenregister nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG 442
9.2.3 Vergleich und Bewertung der Regelungsansätze 450
9.2.4 Weiterentwicklungsmöglichkeiten 457
9.3 Ergebnis der Untersuchung und Handlungsempfehlungen (FUER) 471
9.3.1 Handlungsempfehlungen im Rahmen des Datenaustausches 471
9.3.2 Handlungsempfehlungen außerhalb des Datenaustausches 472
9.3.3 Handlungsempfehlungen zum Anlagenregister 473
9.4 Anforderungen an ein Anlagen- und Einspeiseregister (IWES) 473
9.4.1 Grundsätzliche Notwendigkeit eines Anlagen- und Einspeiseregisters 473
9.4.2 Detaillierung der EEG-Daten 475
9.4.3 Datenqualitätsmanagement 475
9.4.4 Anforderungen zur Erhöhung der Markttransparenz 476
9.4.5 Standortbewertung Offshore 478
9.4.6 Übersicht der Handlungsempfehlungen 479

10 AP 10 Missbrauchsaufsicht (FUER,BBH) 483
10.1 Einführung (FUER) 483
10.2 Missbrauchskontrolle durch Private (FUER) 483
10.2.1 Kontrolle unter den privaten Parteien entlang der gesamten EEG-Kette 483

10.2.2 Verbot der Abweichung von den Bestimmungen des EEG, § 4 Abs. 2 EEG 483
10.2.3 Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten, §§ 45 – 52 EEG 484
10.2.4 Wirtschaftsprüfer und Umweltgutachter 485
10.2.5 Pflichten zur Information der BNetzA, § 51 EEG 490
10.2.6 Information der Öffentlichkeit, § 52 EEG 491
10.2.7 Herkunftsnachweise, § 55 EEG 491
10.2.8 Clearingstelle EEG, § 57 EEG 493
10.2.9 Verbraucherschutz durch Verbändeklagerecht, § 58 EEG 493
10.2.10 Direktvermarktung, § 17 EEG 494
10.3 Missbrauchskontrolle durch den Staat (FUER) 495
10.3.1 Bundesnetzagentur, §§ 61, 62 EEG 495
10.3.2 Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, § 27 EEG i.V.m. § 64 Abs. 2 EEG 497
10.3.3 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, § 40 ff. EEG 498
10.3.4 Eigene Behörde für Missbrauchsfälle 498
10.4 Einzelfragen im Bereich der Missbrauchsbekämpfung (FUER) 499
10.4.1 Lücken in der Überwachung der ersten Stufe des Ausgleichsmechanismus 499
10.4.2 Fragen eines Anlagenregisters 502
10.4.3 Verbot des Anlagensplittings, § 19 Abs. 1 EEG 503
10.4.4 Einführung einer staatlichen EEG-Zulassung 505
10.5 Übersicht der Handlungsempfehlungen 506

11 AP 11 Vereinfachung des EEG (BBH, FUER) 507
11.1 Verringerung der Komplexität des EEG (BBH, FUER) 507
11.2 Allgemeine rechtliche Fragestellungen zur Anpassung des EEG (BBH) 511
11.2.1 Auslegung des Begriffs Generator 511
11.2.2 Streichung oder Anpassung des § 7 Abs. 1 EEG 514
11.2.3 Ausnahme von § 4 Abs. 1 EEG für Offshore-Windenergieanlagen 520

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Relativer Wert der Windenergie (Jahresmittelwert). 5
Abbildung 1-2: Relativer Wert der Windenergie (Monatsmittelwert). 6
Abbildung 1-3: Relativer Tagesgang von Windenergie und EEX Preisen. 7
Abbildung 1-4: Relativer Wert der Windenergie im Monatsvergleich. 7
Abbildung 1-5: Monatsmittel der Leistung für Wind und Stromnachfrage (2006-2009). 9
Abbildung 1-6: Preiswirkung der Windenergie. 10
Abbildung 1-7: Monatliche Stromerzeugung der Wasserkraft in Deutschland 2000-2010. 11
Abbildung 1-8: Stromproduktion der Wasserkraft im Mittel der Jahre 1991-2010. 12
Abbildung 1-9: Tagesgang der Laufwasserkraft (Mittelwert der Jahre 2003-2010) 13
Abbildung 1-10: Tagesgang der PV Produktion als Jahresmittelwert. 14
Abbildung 1-11: Monatliche Stromerzeugung der PV. 14
Abbildung 1-12: Monatsmittelwerte des relativen Wertes der PV Einspeisung. 16
Abbildung 1-13: Monatsmittelwerte des relativen Wertes des Biomasseeinspeisung. 17
Abbildung 1-14: Entwicklung der IWES-Windleistungsprognose. 21
Abbildung 1-15: Übersicht der mittleren absoluten Fehler (normiert auf Windparknennleistung) der Folgetagsprognosen von 60 deutschen Windparks in Abhängigkeit der Volllaststunden. 23
Abbildung 1-16: Übersicht der Größe der Prognosefehler (Messung – Prognose) bezogen auf die Perzentile der zugrunde liegenden Fehlerverteilungen. 24
Abbildung 1-17: Mittlerer absoluter Fehler in Abhängigkeit der Anzahl (unten) und räumlichen Verteilung aggregierter Windparks. 25
Abbildung 1-18: Übersicht der mittleren absoluten Fehler (normiert auf Nennleistung) der Folgetagsprognosen von 60 deutschen Windparks (schwarz) in Abhängigkeit der Volllaststunden. 26
Abbildung 1-19: Übersicht der durchschnittlichen mittleren absoluten Fehler (normiert auf Nennleistung) der Kürzestfristprognosen von ca. 60 deutschen Windparks in Abhängigkeit der Volllaststunden und für Vorhersagehorizonte von 1, 2, 4 und 8 Stunden. 27
Abbildung 1-20: Übersicht der Größe der Prognosefehler (Messung – Prognose) bezogen auf die Perzentile der zugrunde liegenden Fehlerverteilungen der Kürzestfristprognosen mit Vorhersagehorizonten von 1, 2, 4 und 8 Stunden. 28
Abbildung 1-21: Mittlerer absoluter Fehler der Kürzestfristprognosen mit Vorhersagehorizonten von 1, 2, 4 und 8 Stunden in Abhängigkeit der räumlichen Verteilung aggregierter Windparks. 29
Abbildung 1-22: Übersicht der mittleren absoluten Fehler (normiert auf Nennleistung) der Kürzestfristprognosen (1, 2, 4 und 8 Stunden) von ca. 60 deutschen Windparks (schwarz) in Abhängigkeit der Volllaststunden. 29
Abbildung 1-23: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Deponie-, Klär- und Grubengas. 38
Abbildung 1-24: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Wasserkraft. 39
Abbildung 1-25: Entwicklung der Vergütung der installierte Leistung des Anlagenbestandes 2009 von WEA bis 2020. 42
Abbildung 1-26: Entwicklung der Vergütung des mittleren Jahresertrages des Anlagenbestandes 2009 von WEA bis 2020. 42
Abbildung 1-27: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Windkraft. 43
Abbildung 1-28: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Biomasse. 44
Abbildung 1-29: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Geothermie. 44
Abbildung 1-30: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Solarenergie. 45
Abbildung 1-31: Gesamte kumulierte Einspeisung und inst. Leistung von EEG-Anlagen gemäß EEG-Vergütung 2008. 45

Abbildung 1-32: Strommengen und EEG Vergütungsstufen im Jahr 2011 (vereinfacht). 50
Abbildung 2-1: Prognose der KWK-G-Umlage bis 2015 durch die ÜNB. 73
Abbildung 2-2: Annahme zur Entwicklung der unterschiedlichen HH-Strompreiskomponenten bis 2020. 75
Abbildung 2-3: Spanne der Entwicklung der PV-Vergütungen bis 1 Mwp bis 2012. 76
Abbildung 2-4: Zählerarchitektur für die PV-Direktnutzung. 77
Abbildung 2-5: Auszug aus „Eckpunkte der künftigen Photovoltaikvergütung im EEG“. 78
Abbildung 2-6: PV-Einspeisung und Stromverbrauch gemäß H0-Profil einer Winterwoche. 82
Abbildung 2-7: Neuinstallationen von PV-Anlagen im Jahr 2009 nach Zahl und Leistung der Anlagen. 83
Abbildung 3-1: Stromverlagerungskosten für Kurzzeitspeicher bei 1500 VLS/a, 6 % Kalkulationszinssatz, 6h Speicherkapazität, Ladestrom von 2 ct/kWh 2009 und von 4 ct/kWh 2020. 119
Abbildung 3-2: Stromverlagerungskosten für Langzeitspeicher bei 2000 VLS/a, 6 % Kalkulationszinssatz, 200h Speicherkapazität, Ladestrom von 2 ct/kWh 2009 und von 4 ct/kWh 2020. 119
Abbildung 3-3: Stromverlagerungskosten von Biomasseanlagen 2009, 500kW-Engpassleistung bei doppelter installierter Leistung. 120
Abbildung 3-4: Drei Arten von Regelenergie. 126
Abbildung 3-5: Regel- und Ausgleichsenergie. 131
Abbildung 4-1: Übersicht 'Boni' im EEG 2009. 186
Abbildung 4-2: Vorschlag Analyseraster zur EEG Vergütungen. 189
Abbildung 5-1: Struktur der neuen EEG Wälzung. 197
Abbildung 5-2: Übersicht zentrale Einflüsse auf den EEG Kontostand im September 2010. 199
Abbildung 5-3: Ausgewiesene Kostenpositionen für das Jahr 2010 in Mio. €. 201
Abbildung 5-4: Optimierungskette der Vermarktung. 203
Abbildung 6-1: Anteile der vier größten Branchen am privilegierten Letztverbrauch im Bescheidverfahren 2010. 226
Abbildung 6-2: Ersparnisse der privilegierten Unternehmen bei der Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung, 2010 und 2011 geschätzt. 227
Abbildung 6-3: Entwicklung der aufgrund der BesAR zusätzlich von nicht privilegierten Stromendabnehmern abzunehmenden EEG-Kosten seit 2006, 2010 und 2011 geschätzt. 228
Abbildung 6-4: Auswirkung der Bezugsmengenschwellen von 10 und 100 GWh bei einem Stromkostenanteil an der BWS leicht unter und leicht über 15 % bzw. 20 %. 239
Abbildung 6-5: Darstellung der Unternehmen an der oberen Grenze, welche aber das jeweils andere Kriterium der oberen Grenze der BesAR nicht erfüllen. 240
Abbildung 6-6: Auswirkungen auf den Eigenanteil, wenn die Strombezugsmenge als ausschlaggebendes Indiz herangezogen wird. 255
Abbildung 6-7: Auswirkungen auf den Eigenanteil, wenn die Stromkostenanteil als ausschlaggebendes Indiz herangezogen wird. 257
Abbildung 6-8: Entwicklung der EEG-Umlage gemäß den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber. 260
Abbildung 8-1: Anzahl der Mitarbeiter der Clearingstelle, Quelle: Clearingstelle EEG. 358
Abbildung 8-2: Verfahrensanfragen und Erledigung. 367

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Pearson Korrelation aus Windeinspeisung und relativem Marktwert. 8
Tabelle 1-2: Pearson Korrelation der Residuallast. 10
Tabelle 1-3: Relativer Wert des PV Stromes. 15
Tabelle 1-4: Auswertung der vNNE ausgewählter Netzbetreiber. 18
Tabelle 1-5: Handelsvolumen Intraday-Markt an der EEX. 32
Tabelle 1-6: Abweichungen der veröffentlichten day-ahead Prognose (Wind). 32
Tabelle 1-7: Preisspread für Windprognosefehler auf dem Intraday-Markt. 33
Tabelle 1-8: Bandbreite des Preisspread für Winddprognosefehler (Intraday). 34
Tabelle 1-9: Preisspread zwischen Ausgleichsenergie und Day-ahead-Markt. 34
Tabelle 1-10: Orientierungswerte für typische Prognosefehler. 35
Tabelle 1-11: Abschätzung der relativen Kosten des Prognosefehlers. 36
Tabelle 1-12: Abschätzung der Kosten für die Prognosefehler. 36
Tabelle 1-13: Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Gasanlagen. 37
Tabelle 3-1: Anwendungsbeispiele für Lastmanagement in der Industrie. 122
Tabelle 3-2: Einige Charakteristika weiterer kurzfristiger Teilmärkte des Stromsektors. 124
Tabelle 3-3: Ausgeschriebene Mengen an Regelleistung 2008 und 2009. 128
Tabelle 3-4: Vergleich § 37 und Gleitendes Prämienmodell. 150
Tabelle 3-5: Einsatzmöglichkeiten von Biomasseanlagen. 154
Tabelle 4-1: Übersicht der EEG-Akteure mit Transaktionskosten. 194
Tabelle 5-1: Übersicht: Stärken und Schwächen der Wälzung. 204
Tabelle 5-2: Wechselwirkung zwischen Instrumenten. 218
Tabelle 6-1: Entwicklung der besonderen Ausgleichsregelung im EEG seit 2003. 224
Tabelle 6-2: Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG seit 2003. 225
Tabelle 6-3: Branchenverteilung bei der Inanspruchnahme der BesAR für 2010 und 2011. 226
Tabelle 6-4: Auswirkungen der Besonderen Ausgleichsregelung, Zeitreihe 2003 bis 2011. 229
Tabelle 6-5: Länder innerhalb der EU-27 mit einem Kostenwälzungssystem ähnlich dem EEG. 237
Tabelle 6-6: Überblick über die Wettbewerbssituation im Personenfernverkehr. 245
Tabelle 6-7: Überblick über die Wettbewerbssituation im Güterfernverkehr. 245
Tabelle 6-8: Strombezugsmengen zwischen 0 und 10 GWh/a im Jahr 2009 der nach BesAR relevanten Branchen. 254
Tabelle 6-9: Abschätzung der Auswirkung einer Absenkung der unteren Bezugs-schwelle bei 10 % Selbstbehalt (bis 100 GWh/a und 20 % SK/BWS) und auf Basis der Annahmen der ÜNB 2010 (Schienenbahnen mit privilegierter Strommenge in aktueller Höhe enthalten). 261
Tabelle 6-10: Abschätzung der Auswirkung einer Absenkung der unteren Bezugsschwelle bei Fade-In und auf Basis der Annahmen der ÜNB 2010. 262
Tabelle 8-1: Zusammenfassung über die Institutionen. 398

Glossar

BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWS	Bruttowertschöpfung
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicherkraftwerk)
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEX	European Energy Exchange
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EURIBOR	Euro Interbank Offered Rate (Zinsindikator)
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MAE	Mittlerer absoluter Fehler
NAS	Natrium-Schwefel-(Batterie)
ORC	Organic Rankine Cycle
OTC	Over-the-counter
PV	Photovoltaik
RMSE	Root Mean Square Error (Wurzel des quadrierten Fehlers)
SKA	Stromkostenanteil
TACAS	Thermal and Compressed Air Storage
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
vNNE	Vermiedene Netznutzungsentgelte
WEA	Windenergieanlagen

Einleitung

Der vorliegende Bericht des Vorhabens IV zur instrumentellen und rechtlichen Weiterentwicklung des EEG befasst sich mit einer Vielzahl von Fragestellungen zum aktuellen EEG und analysiert Perspektiven für die Weiterentwicklung. Aufgrund der Vielzahl der Themen erfolgte die Bearbeitung durch ein relativ großes Projektkonsortium aus drei energiewirtschaftlichen und zwei juristischen Partnern. Durch die Diversität der Projetkpartner ergeben sich verschiedene Perspektiven und z. T. auch unterschiedliche Einschätzungen und Empfehlungen zu aktuellen Themenbereichen des EEG.

Ein zentrales Ziel des Berichtes liegt somit auch in der Darstellung der wichtigsten aktuellen Diskussionspunkte und Argumentationslinien zur Weiterentwicklung des EEG. Im Rahmen der Bearbeitung des Projetes wurde ein besonderer Schwerpunkt auf die Themen Marktintegration inkl. der Themenbereiche Grünstromprivileg und PV Direktverbrauch sowie die besondere Ausgleichsregelung und die Analyse und Perspektiven EEG Wälzung gelegt. Kontroverse Einschätzungen sind dabei im Text bzw. durch Fußnoten gekennzeichnet. Die Autorenschaft für die einzelnen Textabschnitte ist jeweils am Ende der Überschrift ausgewiesen. Vertieft wird der Bericht durch eine Vielzahl von Hintergrundanalysen, die die Basis für die fachliche Diskussion legen.

Am Ende eines jeden Kapitels finden sich die zentralen Handlungsempfehlungen zum dargestellten Themenbereich. Die Verantwortlichkeit für die Vorschläge bzw. die Unterstützung der Empfehlung durch weitere Projektpartner ist entsprechend gekennzeichnet. Aufgrund der kurzen Bearbeitungszeit und des großen Projektkonsortiums bleiben einige Themenbereiche kontrovers.

Der Bericht beginnt mit einer Zusammenstellung von zwölf zentralen Handlungsempfehlungen. Die Empfehlungen repräsentieren die wichtigsten Themenbereiche und Empfehlungen aus den verschiedenen Kapiteln des Berichtes.

Übersicht der zentralen Empfehlungen

Im Folgenden sollen die zwölf wichtigsten Handlungsempfehlungen aus allen Themenbereichen aufgeführt werden. Am Ende einer Empfehlung sind die verantwortlichen bzw. unterstützenden Projektpartner genannt. Detaillierte Erläuterungen finden sich in den jeweiligen Kapiteln.

1. **Grünstromprivileg:** Im Rahmen des Forschungskonsortiums gibt es einen gemeinsamen Konsens, dass dringender Handlungsbedarf für das Grünstromprivileg nach §37 besteht. Hierzu werden im Bericht verschiedene Vorschläge gemacht, um die steigernde Wirkung auf die EEG-Umlage zu begrenzen. ***(Gesamtkonsortium)***
2. **PV Direktverbrauch:** Im Bereich des PV-Direktverbrauchs werden eine Abschaffung verschiedener Eigenverbrauchsquoten sowie eine jährliche Anpassung des Bonus an den Haushaltsstrompreis und die Degression vorgeschlagen, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Außerdem wird davon abgeraten durch einen zu hohen Bonus beim Direktverbrauch Kleinstspeicher im Rahmen des EEG zu fördern. Zusätzlich wird die Einführung einer Vorschrift zur Nutzung dreiphasiger Wechselrichter für alle PV-Anlagen (bzw. alle in das Niederspannungsnetz einspeisenden dezentralen Anlagen) empfohlen**.** ***(IZES)***
3. **Marktprämie:** Im Bereich der Förderung der Direktvermarktung wird die Einführung einer gleitenden Marktprämie unter der Vorgabe einer annähernden Kostenneutralität von Fraunhofer ISI, BBH und Fraunhofer IWES und IZES empfohlen. Während ISI prinzipiell auch eine Einbeziehung fluktuierender Energieträger befürwortet, wird deren Beteiligung von IWES kritisch gesehen. ***(ISI, BBH, IWES, IZES)***
4. **Förderung regelbarer Biomasseanlagen:** Es wird die Einführung einer Technologiekomponente für regelbare Anlagen vorgeschlagen. Parallel zu einer Einführung einer Marktprämie für regelbare EE (Biogasanlagen u. a.) ist ein Investitionszuschuss (Technologiekomponente) notwendig, um die Anlagen zu flexibilisieren. Dies wird als notwendig erachtet, da die derzeitigen Preisunterschiede und Investitionssicherheit am Spotmarkt nicht ausreichen. ***(IWES, BBH)***
5. **Befreiung der Stromlieferung in Speicher von zusätzlichen Belastungen:** Um ein doppeltes Anfallen von Belastungen auf die Stromlieferung bei einer Zwischenspeicherung in einem Stromspeicher zu vermeiden, sollten insbesondere die Regelungen zur Stromsteuer, zur EEG-Umlage, zur Konzessionsabgabe sowie ggf. zur KWK-Umlage so angepasst werden, dass Stromlieferungen in den Stromspeicher von diesen Belastungen befreit sind. Hierfür müsste grundsätzlich – in Bezug auf die jeweiligen Gesetze – geregelt werden, dass Stromspeicher nicht als Letztverbraucher gelten. Zusätzlich käme in Betracht, die Lieferung von Strom aus Speichern an Letztverbraucher von den genannten Belastungen zu befreien. ***(BBH)***
6. **EEG Wälzung:** Im Bereich der Wälzung werden Maßnahmen zur weiteren Verbesserung der Transparenz (z. B. durch getrennte Auswei-

sung von Erlösen und Kosten aus untertägiger und vortägiger Vermarktung) und der Effizienz (durch bessere Koordination der ÜNB beim Ausgleich von Prognosefehlern) vorgeschlagen. Eine mögliche Übertragung der Vermarktungstätigkeit sollte vorzugsweise über eine gesetzliche Verpflichtung und nur an bestehende, in die Energiewirtschaftskette eingegliederte Akteure erfolgen. Jedenfalls darf eine Konzessionsvergabe mittels Ausschreibung nur nach eingehender Prüfung der EuGH-Rechtsprechung und Kommissions-Entscheidungen vorgenommen werden, um eine Einordnung als staatliche Beihilfe zu vermeiden. *Eine Terminvermarkung der EE-Anlagen durch die ÜNB wird von ISI und IWES kritisch gesehen und von IZES empfohlen.* ***(Gesamtkonsortium)***

7. **EEG-Wälzung-Stromkennzeichnung:** Es sollte gewährleistet werden, dass die Grünstromqualität des EEG-Stroms in irgendeiner Form von den Lieferanten gegenüber Letztverbrauchern angezeigt werden kann, sofern darin keine Doppelvermarktung liegt. Denkbar wäre dafür eine kostenlose Zuteilung von Herkunftsnachweisen für den EEG-Strom an die EVU, die Letztverbraucher versorgen und damit EEG-Umlage zahlen, oder unter Umständen eine Normierung in den Regeln zur Stromkennzeichnung im EnWG. ***(BBH)***
8. **Besondere Ausgleichsregelung:** Aufgrund der steigenden Tendenz der EEG Umlage wird eine erhöhte Notwendigkeit für eine Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung gesehen. In den Ausführungen im Bericht werden hierzu unterschiedliche Alternativen vorgeschlagen, die u.a. eine Neudefinition des Anwendungsbereichs und eine Dynamisierung der reduzierten EEG Umlage an die Entwicklung der Gesamtumlage vorsehen. Zudem werden Maßnahmen vorgeschlagen, um Missbrauch entgegenzuwirken. ***(IZES, FUER, ISI)***
9. **Clearingstelle:** Es wird empfohlen die Unabhängigkeit der Clearingstelle durch eine stärkere Institutionalisierung und insbesondere eine langfristige Finanzierung zu stärken. Nur auf diesem Weg kann eine langfristige Bindung qualifizierten Personals an die Clearingstelle ereicht und eine effiziente Aufgabenwahrnehmung gewährleistet werden. ***(Gesamtkonsortium)***
10. **Zentralisierte Datenerfassung/Fachaufsicht**: Es wird eine zentralisierte Datenerfassung, -bearbeitung und -veröffentlichung durch eine Stelle (EEG-Statistik) und zudem eine einheitliche Fachaufsicht des BMU empfohlen. ***(FUER, IZES)***
11. **Anlagenregister:** Es wird die Einführung eines einheitlichen Registers für Anlagenstammdaten und für monatliche Bewegungsdaten (Einspeiseregister) sowie die Integration der Informationen des PV-Anlagenregisters in ein neu zu schaffendes Anlagenregister vorgeschlagen. ***(FUER, IWES)***
12. **Erste Stufe des Ausgleichsmechanismus:** Es wird empfohlen, auf der ersten Stufe des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vermehrt Kontrollmechanismen einzurichten. ***(FUER, IZES, BBH)***

1 AP 1 Festvergütung und Direktvermarktung (ISI)

Die folgende Darstellung gliedert sich in sechs größere Abschnitte. Der erste Abschnitt befasst sich mit den möglichen Einnahmen im Rahmen der Direktvermarktung. In einem zweiten Teil werden die Kosten für die Direktvermartkung analysiert. Auf Basis dieser Erkenntnisse erfolgt eine Abschätzung der Wirkungsweise und des Potentials der aktuellen Regelungen in §17 und §37 EEG. Insbesondere für den Bereich des Grünstromprivilegs nach §37 werden Optionen zur Veränderung aufgezeigt und diskutiert. Die energiewirtschaftlichen Ausführungen werden durch eine rechtliche Analyse aktueller Themen aus dem Bereich der Direktvermarktung ergänzt. Das Kapitel schließt mit einer Übersicht der wichtigsten Handlungsempfehlungen.

1.1 Einnahmen der Direktvermarktung (ISI)

1.1.1 Verkauferlöse und relativer Wert der erneuerbaren Energien (ISI)

Neben der Entwicklung der Großhandelspreise für Strom ist der Wert des Stroms auf dem Großhandelsmarkt von besonderer Bedeutung zur Bestimmung der möglichen Einnahmen aus dem Verkauf des Stroms aus erneuerbaren Energien. Im Folgenden soll die Wertigkeit des Stroms der verschiedenen erneuerbaren Energieträger analysiert werden. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Entwicklung der Strompreise in der Vergangenheit ist es sinnvoll die Wertigkeit des erneuerbaren Stroms in Relation zu einem Preisindikator anzugeben. Als Indikator wird hierbei der ungewichtete Mittelwert des Strompreises (Phelix Day Base) angeben. Durch Angabe der relativen Wertigkeit können die möglichen Markterlöse bei vorgegebener Strompreisentwicklung prognostiziert werden.

1.1.1.1 Windenergie (ISI)

Aufgrund des großen Beitrags der Windenergie zur derzeitigen und zukünftigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kommt der Entwicklung des Marktwerts der Windenergie besondere Bedeutung zu. Zur Bestimmung des relativen Marktwertes der Windenergie wurde die veröffentliche stundenscharfe Stromeinspeisung der Windenergie mit den jeweiligen stundenscharfen Strompreisen an der EEX multipliziert und durch die gesamte Windstromenge der Analyseperiode dividiert. Eine weitere Division des so errechneten Marktwertes in der Analyseperiode durch den Mittelwert des Strompreises in der Analyseperiode führt zum relativen Wert des Stroms. Die mathematische Darstellung findet sich in nachfolgender Formel.

Formel: Berechnung des relativen Marktwertes

$$RelativerWert = \frac{\sum Windeinspeisung_h \cdot Preis_h}{\sum Windeinspeisung_h} \bullet \frac{\sum Preis_h}{Anzahl\,der\,Stunden}$$

Diese Methodik wurde auf die veröffentlichte Einspeisung der Windenergie in den Jahren 2006 bis 2010 angewandt. Die Darstellung der Ergebnisse findet sich in Abbildung 1-1.

Im Jahr 2006 wird ein relativer Wert von 89,2 erreicht. Dieser Wert sinkt im Jahr 2007 auf 87,8 % ab und steigt dann wieder leicht an und erreicht 2009 einen Wert von 91,7 %. 2010 steigt der Wert dann deutlich auf 94.5 %.

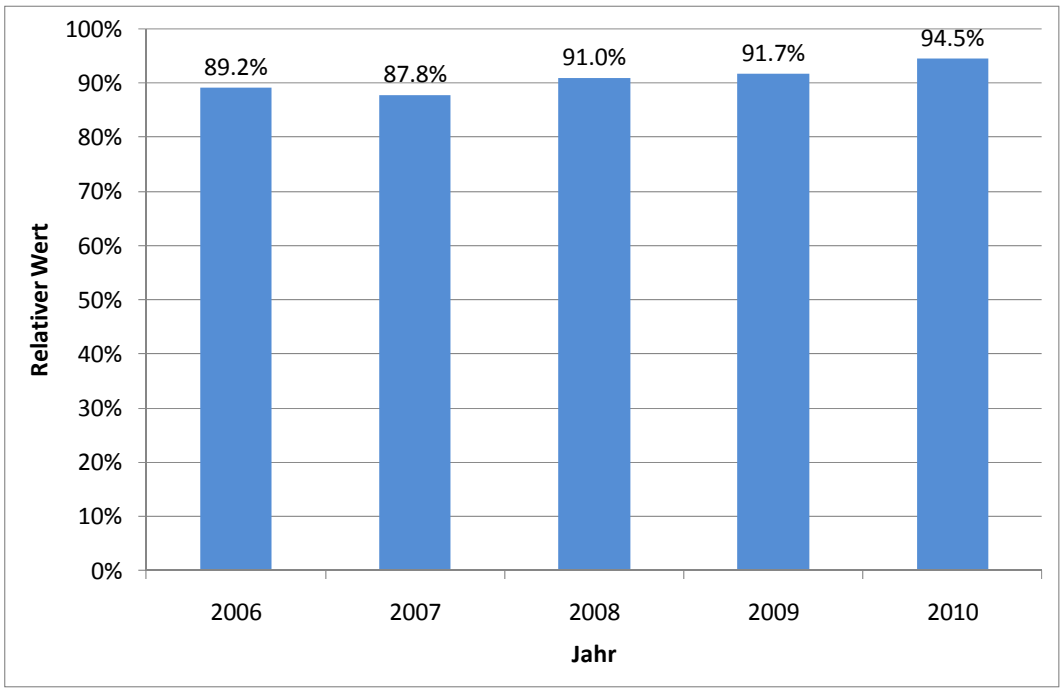


Abbildung 1-1: Relativer Wert der Windenergie (Jahresmittelwert).

Insgesamt schwankt der relative Wert der Windenergie auf jährlicher Zeitskala nur leicht. Wählt man eine monatliche Perspektive ergeben sich etwas größere Schwankungen. Eine Darstellung des monatlichen Wertes der Windenergie findet sich in Abbildung 1-2. Ein Großteil der Werte bewegt sich zwischen 85 % und 95 %. Vereinzelt treten Werte über 100 % und unter 80 % auf. Im Folgenden sollen mögliche Einflussgrößen für den Wert der Windenergie analysiert werden.

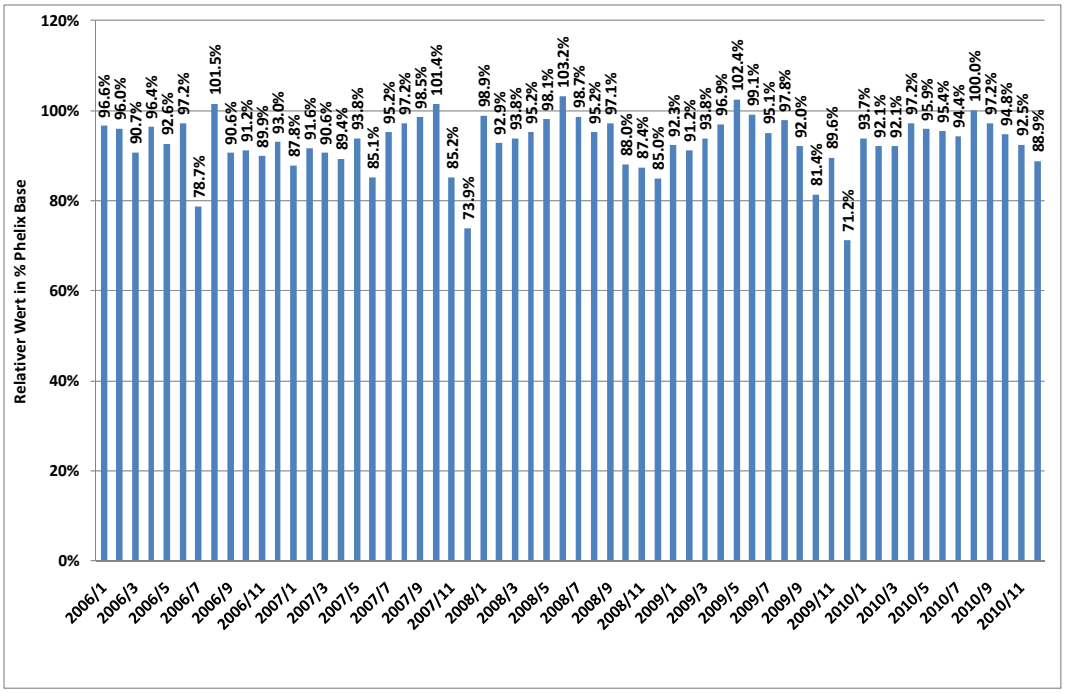


Abbildung 1-2: Relativer Wert der Windenergie (Monatsmittelwert).

1.1.1.1.1 Einflussfaktoren auf den Wert der Windenergie

1.1.1.1.1.1 Tagesprofil der Einspeisung

Eine mögliche Ursache für den gegenüber dem mittleren Marktpreis abgesenkten Wert der Windenergie könnte das Einspeiseprofil der Windenergie sein. Eine verstärkte Einspeisung zu Tageszeiten mit niedrigeren Preisen könnte zu einer geringeren Wertigkeit des Windstroms führen. In Abbildung 1-3 ist der Mittelwert der Windenergieeinspeisung für jede Stunde des Tages aufgetragen. Die Werte werden über die Zeitreihe der Jahre 2006-2009 gemittelt und werden relativ zum Tagesmittelwert angeben. Die Abbildung zeigt einen leichten Tagesgang der Windenergie mit etwas erhöhter Einspeisung in den Nachmittagsstunden. Ebenfalls dargestellt ist in der Abbildung der Tagesgang der EEX Preise über den Betrachtungszeitraum. Wird der mittlere Tagesgang der Windenergie mit den mittleren Preisen der EEX multipliziert ergibt sich ein Wert von 100 %. Die These, dass das Tagesprofil der Windenergieeinspeisung den Wert der Windenergie negativ beeinflusst kann also verworfen werden.

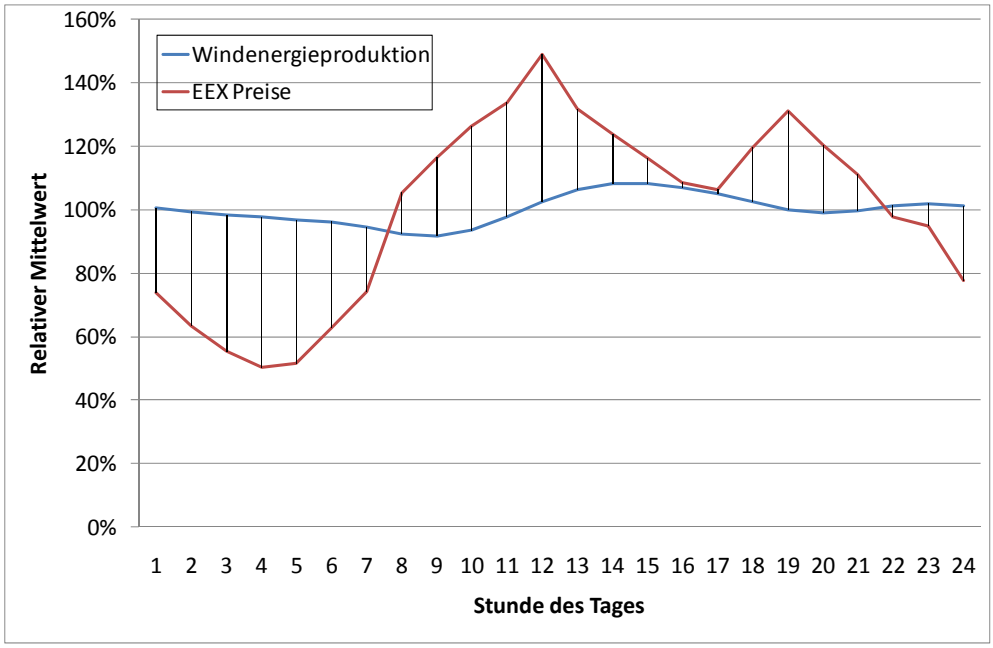


Abbildung 1-3: Relativer Tagesgang von Windenergie und EEX Preisen.

1.1.1.1.1.2 Jahreszeiten

Ein weiterer möglicher Einflussfaktor auf den Wert der Windenergie kann die Jahreszeit sein. In Abbildung 1-4 ist der relative Wert der Windenergie auf Monatsbasis der Jahre 2006-2009 mit dem Jahresmittelwert zum Vergleich aufgetragen.

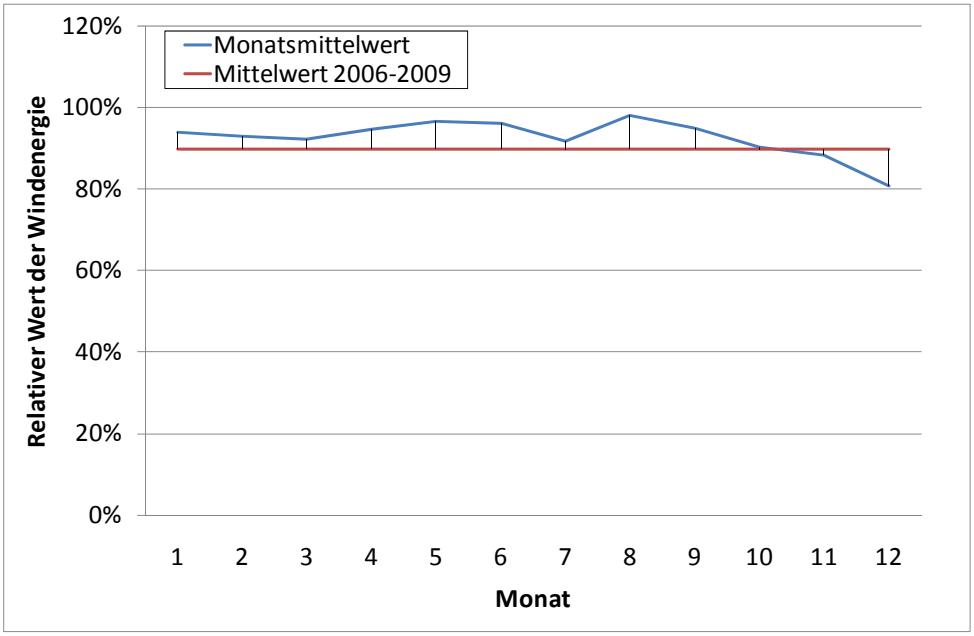


Abbildung 1-4: Relativer Wert der Windenergie im Monatsvergleich.

Die Darstellung der Monatsmittelwerte des relativen Wertes der Windenergie zeigt einen leicht höheren Wert in den Sommermonaten als z. B. im Dezember. Dieses Ergebnis ist jedoch stark von einzelnen Extremwerten im Dezember beeinflusst. Insgesamt zeigen aber sowohl die Extremwerte als die Gesamtentwicklung des relativen Marktwertes keinen stabilen Trend bezüglich der Jahreszeiten auf. Unter Berücksichtigung der begrenzten Länge der Zeitreihe lassen sich also keine stabilen Aussagen zur Jahreszeitlichen Verteilung des Wertes der Windenergie ableiten. Das heißt also, dass mit den verfügbaren Daten nicht unbedingt davon ausgegangen werden kann, dass die Windenergie in den Wintermonaten einen geringeren Marktwert erreicht.

1.1.1.1.1.3 Menge der Windstromerzeugung

Eine weitere Möglichkeit wäre, dass die Menge der Windstromerzeugung den relativen Wert der Windenergie stark beeinflusst. Allerdings zeigen Analysen auf Basis der analysierten 48 Monate bzw. der ca. 35 000 Stundenwerte nur einen schwachen Zusammenhang zwischen Windenergiemenge und Wert. Auf Stundenbasis liegt die Pearson Korrelation im Bereich zwischen -0,1 und -0,2. Bei Betrachtung der Tageswerte steigt dieser Wert auf -0,2 bis -0, an. Auf monatlicher Ebene ist die Korrelation deutlich uneinheitlich und schwankt stark zwischen 0 und -0,4. Eine Übersicht der errechneten Pearson Korrelation findet sich in Tabelle 1-1. Weitere Analysen zeigen ebenfalls, dass über den gesamten Zeitraum nur ein schwacher Zusammenhang zwischen steigender Windstrommenge und relativem Wert des Stroms existiert. Im Jahr 2009 ist der Zusammenhang etwas stärker. Dies könnte mit der Neuregelung der EEG Wälzung zusammenhängen, die dazu führt, dass nun der gesamte Windstrom auf der Börse gehandelt wird und damit direkter auf die Marktpreise wirken kann.

Tabelle 1-1: Pearson Korrelation aus Windeinspeisung und relativem Marktwert.

Parameter	2006	2007	2008	2009	Zeithorizont
Windeinspeisung	-0,10	-0,20	-0,17	-0,23	Stunde
Windeinspeisung	-0,20	-0,33	-0,28	-0,39	Tag
Windeinspeisung	0,02	-0,42	-0,27	-0,34	Monat

1.1.1.1.1.4 Residuallast

Die Tatsache, dass für die Menge des Windstroms nur ein begrenzter Einfluss auf den relativen Wert der Windenergie nachweisbar ist, kann darin begründet liegen, dass häufig eine starke Windenergieeinspeisung in Zeiten größerer Stromnachfrage auftritt. Diese Vermutung bestätigt sich in einer Analyse der Mittelwerte aus Windeinspeisung und Stromnachfrage auf unterschiedlichen Zeitskalen. Auf stündlicher Ebene zeigt sich eine Pearson Korrelation von 0,29. Dieser Wert steigt auf täglicher Ebene im untersuchten Zeitraum von 0,53. Auf Monatsbasis steigt dieser Wert sogar auf 0,91 an. Die

deutliche Korrelation zeigt sich auch in der grafischen Darstellung der Monatsmittelwerte aus Last und Windenergieerzeugung in Abbildung 1-5.

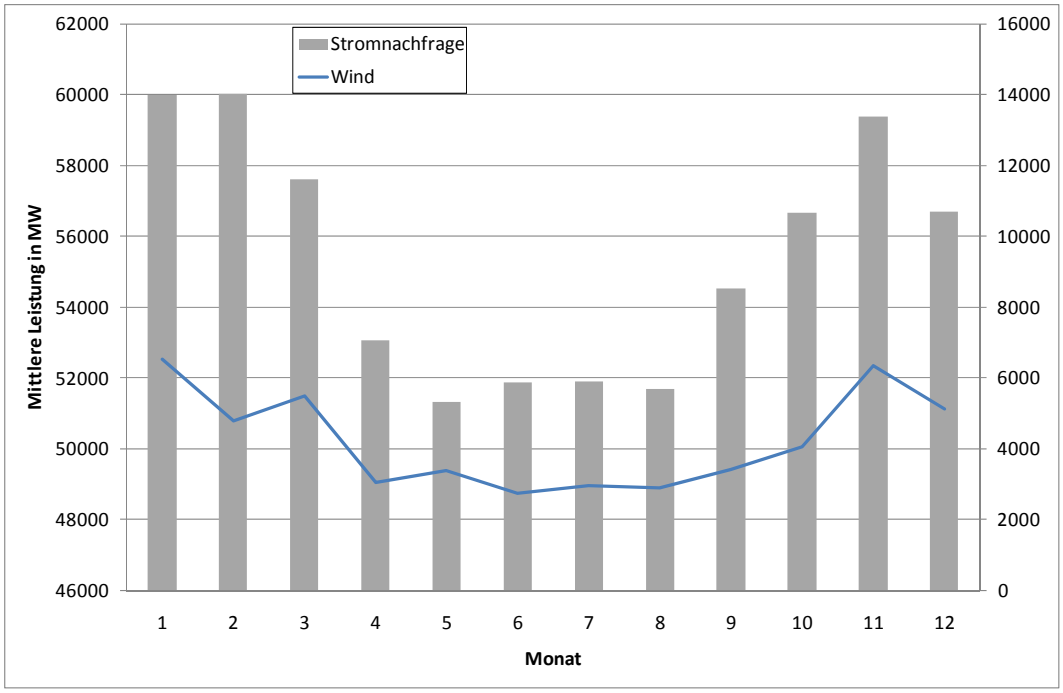


Abbildung 1-5: Monatsmittel der Leistung für Wind und Stromnachfrage (2006-2009).

Diese Analyse zeigt, dass letztlich der Einfluss der Höhe der Windenergieeinspeisung auf den relativen Wert der Windenergie durch die Korrelation mit der Nachfrage reduziert wird. Damit bietet sich die Residuallast, hier ermittelt als Differenz von Stromnachfrage und Windstrom, als möglicher Einflussfaktor für den Wert der Windenergie an. Im Folgenden soll der Einfluss der Höhe der Residuallast, auf den Wert der Windenergie analysiert werden. Bei der Analyse der Pearson Korrelation zeigt sich ein deutlicher Zusammenhang zwischen Residuallast und Wert der Windenergie im Zeitraum der Stundenmittelwerte und Tagesmittelwerte. Auf monatlicher Ebene ist das Bild uneinheitlich. Erst im Jahr 2009 ergibt sich eine deutlich positive Korrelation. Inwieweit an dieser Stelle der neue Wälzungsmechanismus durch seinen direkten Verkauf der Windenergie zu einer stärkeren Korrelation auch auf monatliche Ebene beiträgt, lässt sich aufgrund der kurzen Zeitreihe bisher nur vermuten. In den Jahren vor 2009 könnte die rollierende Bandlieferung des EEG Stroms die Korrelation reduziert haben.

Tabelle 1-2: Pearson Korrelation der Residuallast.

Parameter	2006	2007	2008	2009	Zeithorizont
Residuallast	0,47	0,70	0,82	0,71	Stunde
Residuallast	0,62	0,75	0,85	0,72	Tag
Residuallast	0,03	-0,04	-0,21	0,67	Monat

Quelle: Berechnungen Fraunhofer ISI

1.1.1.1.1.5 Fazit

Die Analyse der Einflussfaktoren auf den Wert der Windenergie zeigt, dass das Tagesprofil der Windenergie durch seine schwache Ausprägung keinen Einfluss auf den Marktwert hat. Der Einfluss der Jahreszeiten ist für den analysierten Zeitraum eher gering. Auch der Einfluss der Windstrommenge auf den Marktwert ist für sich genommen nur sehr begrenzt nachweisbar. Als zentrale Einflussgröße für den Marktwert der Windenergie zeigt sich die Residuallast. Da die Windenergie die Residuallast reduziert sinkt damit auch der Marktwert der Windenergie unter den durchschnittlichen Marktpreis. Der Mechanismus ist in Abbildung 1-6 dargestellt. Je nach benötigter Kraftwerksleistung werden mit steigendem Leistungsbedarf teurere Kraftwerke eingesetzt. Durch die Windenergieeinspeisung wird der Leistungsbedarf in einer gegebenen Stunde reduziert und der Preis sinkt. Die tatsächliche Wirkung auf den Preis hängt jedoch stark von der Steigung der Angebotskurve ab, die von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst wird.

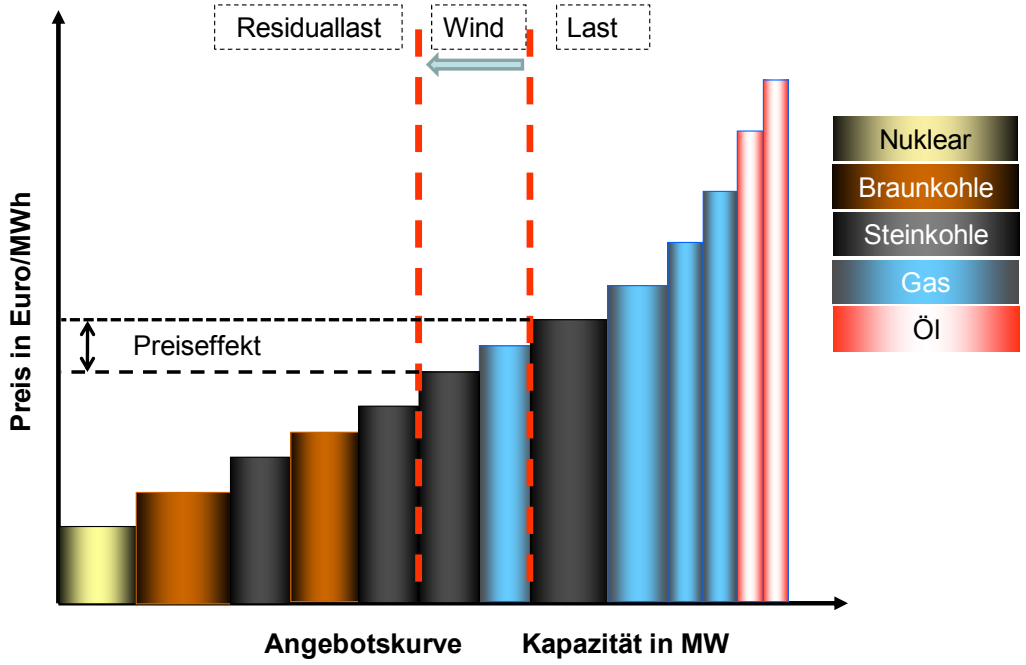


Abbildung 1-6: Preiswirkung der Windenergie.

1.1.1.2 Wasser

Im Bereich der Wasserkraft richtet sich die Einspeisung nicht nach einem Tagesgang sondern nach dem saisonalen Wasserangebot. Das saisonale Angebot der Wasserkraft richtet sich nach Niederschlägen und dem Einsetzen der Schneeschmelze. Ausnahmen bilden Wasserkraftwerke mit Speichermöglichkeiten wie z. B. Schwellbetrieb. Derzeit ist kein veröffentlichter stundescharfer Jahreslastgang für die Wasserkraft verfügbar. Auf Basis der veröffentlichten Daten zur monatlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft[1], lässt sich ein synthetisches Einspeiseprofil für die Wasserkraft errechnen. Ein Überblick zur monatlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft für den Zeitraum von 2000-2010 findet sich in Abbildung 1-7. Es wird deutlich, dass die Stromerzeugung aus Wasserkraft über die Jahre ein ähnliches Profil mit einer ausgeprägten Erzeugungsspitze aufweist, dass aber die monatliche Erzeugung zwischen den einzelnen Jahren deutlich schwanken kann.

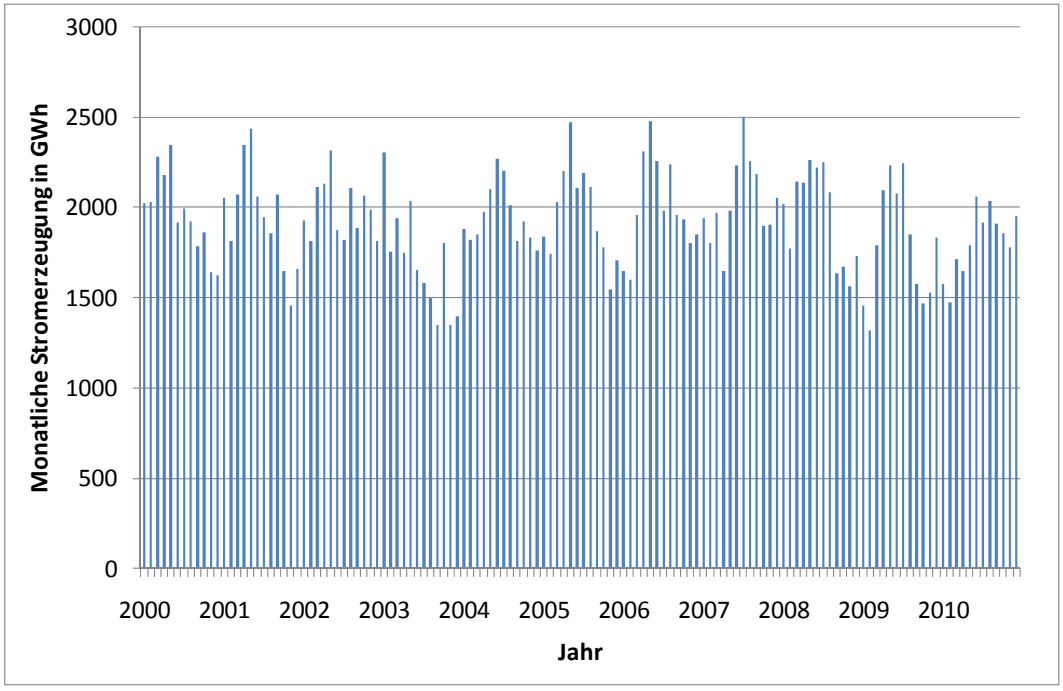


Abbildung 1-7: Monatliche Stromerzeugung der Wasserkraft in Deutschland 2000-2010.

Eine Analyse der monatlichen Stromproduktion der Wasserkraft in Deutschland aus den Jahren 1991-2010 zeigt, dass im langjährigen Mittel ein gewisser Jahresgang die Stromerzeugung der Wasserkraft prägt. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist im Frühjahr und Frühsommer im Mittel leicht erhöht und sinkt im Herbst und Winter leicht ab. Eine grafische Darstellung des Jahresganges findet sich in Abbildung 1-8.Ein Vergleich dieses Jahresganges mit den Monatsmittelwerten an der EEX der Jahre

[1] Datenquelle: ENTOSE (2010) Production data. http://www.entsoe.eu/index.php?id=91

2001-2010 ergibt keine Indizien, dass der Wert der Wasserkraft stark von der vom Wert des Phelix Base abweicht. In der reinen Betrachtung des Jahresganges liegt der Wert im Bereich von 101 %. Zum Tagesgang der Laufwasserkraft sind lediglich vom statistischen Bundesamt veröffentlichte Daten für den 3. Mittwoch eines Monats verfügbar. In der Analyse der Profile ergibt sich ein leichter Tagesgang.

Der Tagesgang der Wasserkraft ist in Abbildung 1-9 dargestellt. In den Mittagsstunden zeigt sich eine leicht erhöhte Einspeisung mit einem Maximalwert von 102 %. Dieses Ergebnis deutet auf einen sehr begrenzten Schwallbetrieb des Anlagenparks hin.

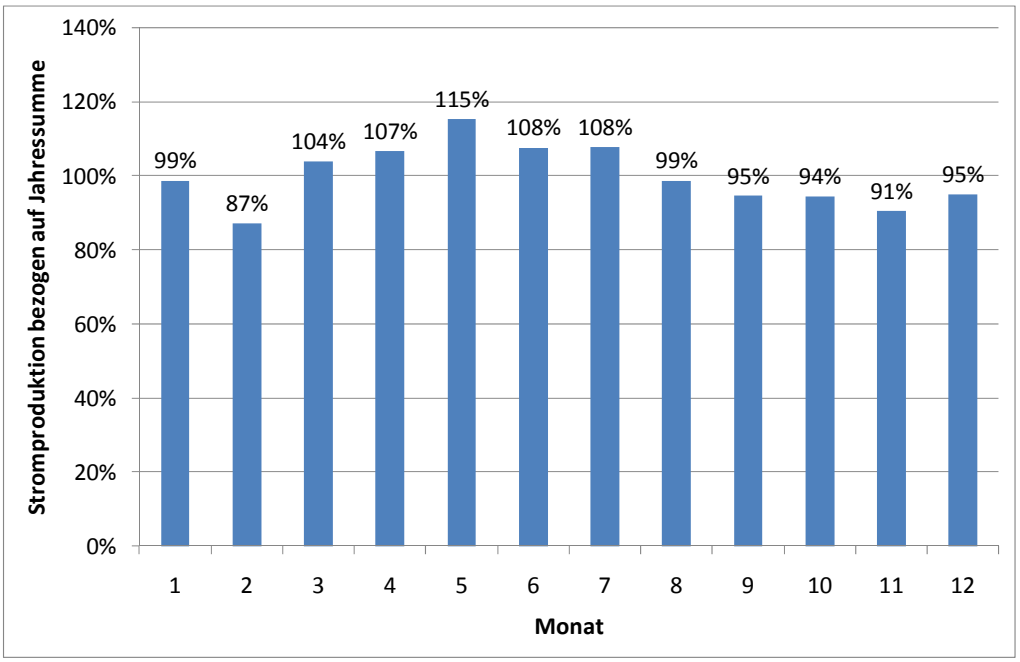


Abbildung 1-8: Stromproduktion der Wasserkraft im Mittel der Jahre 1991-2010.[2]

Im Vergleich mit den EEX Preisen liefert das Tagesprofil einen relativen Wert von 100.5 %. In Summe beider Effekte ergibt sich also ein stabiler relativer Wert im Bereich von 100 %. Für die Prognose der zukünftigen Entwicklung des Wertes kann davon ausgegangen werden, dass der relative Wert der Wasserkraft konstant im Bereich von 100 % Phelix Base bleibt.

[2] Datenquelle: ENTOSE (2010) Production data. http://www.entsoe.eu/index.php?id=91

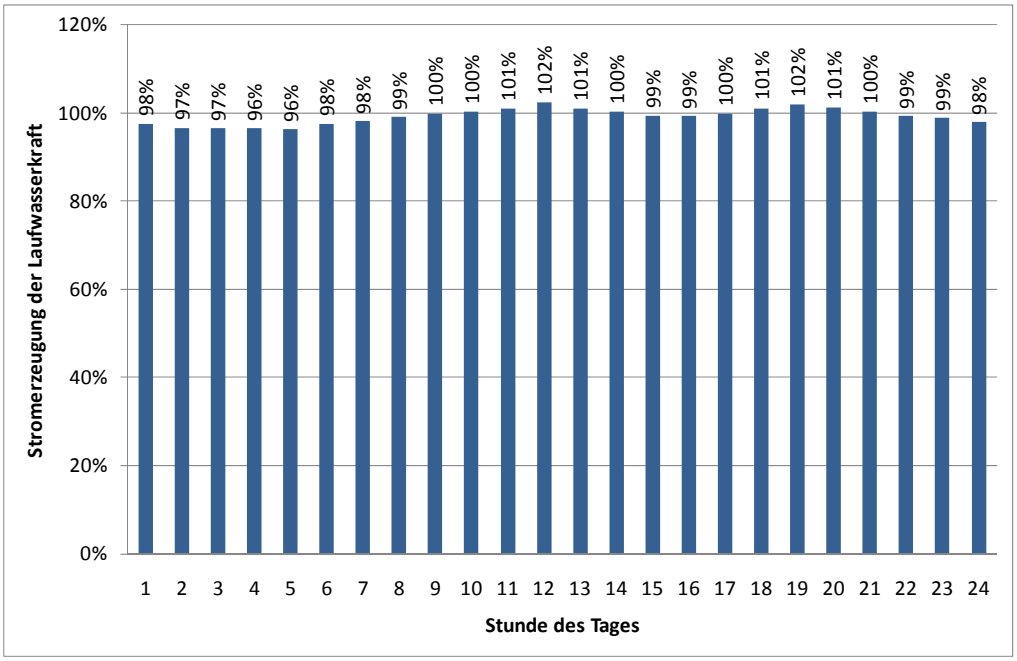


Abbildung 1-9: Tagesgang der Laufwasserkraft (Mittelwert der Jahre 2003-2010)[3]

1.1.1.3 PV

Die Einspeisung der PV ist direkt von der Solarstrahlung abhängig und verfügt damit über einen ausgeprägten Tagesgang. Derzeit gibt es keine veröffentlichte stundescharfe Zeitreihe der bundesweiten Einspeisung der PV für ein komplettes Jarh. Als Datenquellen für die Analyse stehen zwei Quellen zur Verfügung. Der Netzbetreiber 50 Hertz veröffentlicht auf seiner Webseite des Einspeiseprofil der PV in seiner Regelzone. Dieses Datenprofil ist für die Jahre 2008-2010 verfügbar. Zusätzlich verfügt das ISI über ein eigenes PV Modell das auf Basis von Strahlungsdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) eine bundesweite Einspeisung der Solarenergie errechnen kann. Im Rahmen dieses Projektes werden die Hochrechnungen der Jahre 2006 bis 2008 berücksichtigt. In Abbildung 1-10 ist der Tagesgang der PV dargestellt. Eine Darstellung des Jahresganges findet sich in Abbildung 1-11. Die Darstellung des Jahresmittelwertes im Tagesgang der PV zeigt keine deutlichen Unterschiede zwischen den Zeitreihen. Die maximale Differenz beträgt 0,5 %. Ein Großteil der PV Produktion erfolgt in den Mittagsstunden.

[3] Datenquelle: Statistisches Bundesamt. Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung

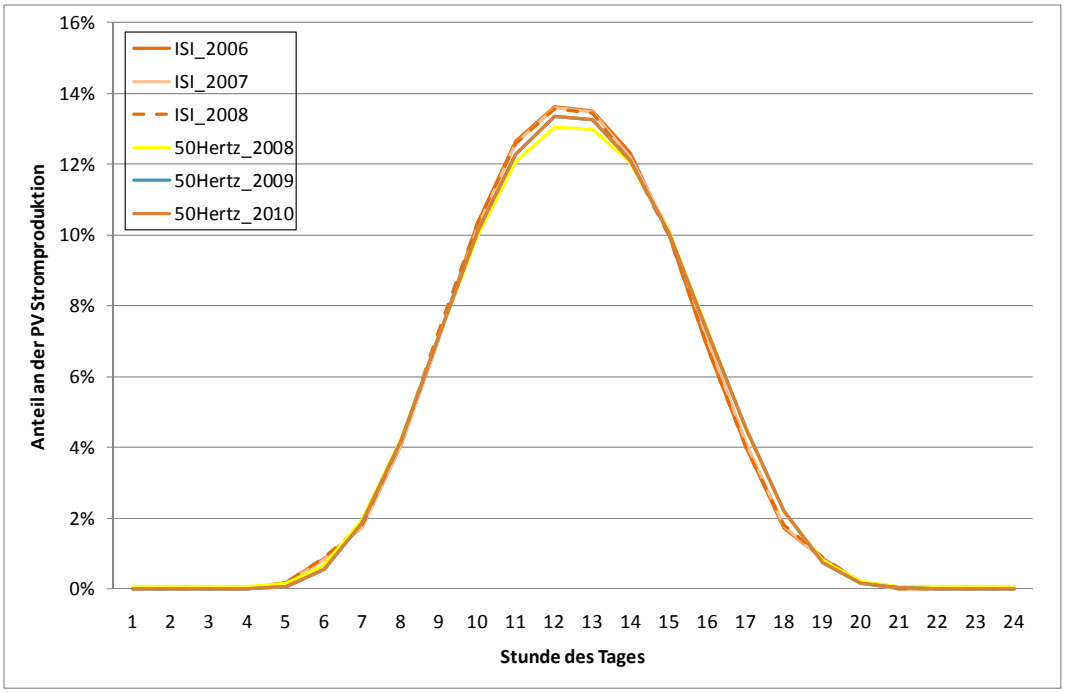


Abbildung 1-10: Tagesgang der PV Produktion als Jahresmittelwert.[4]

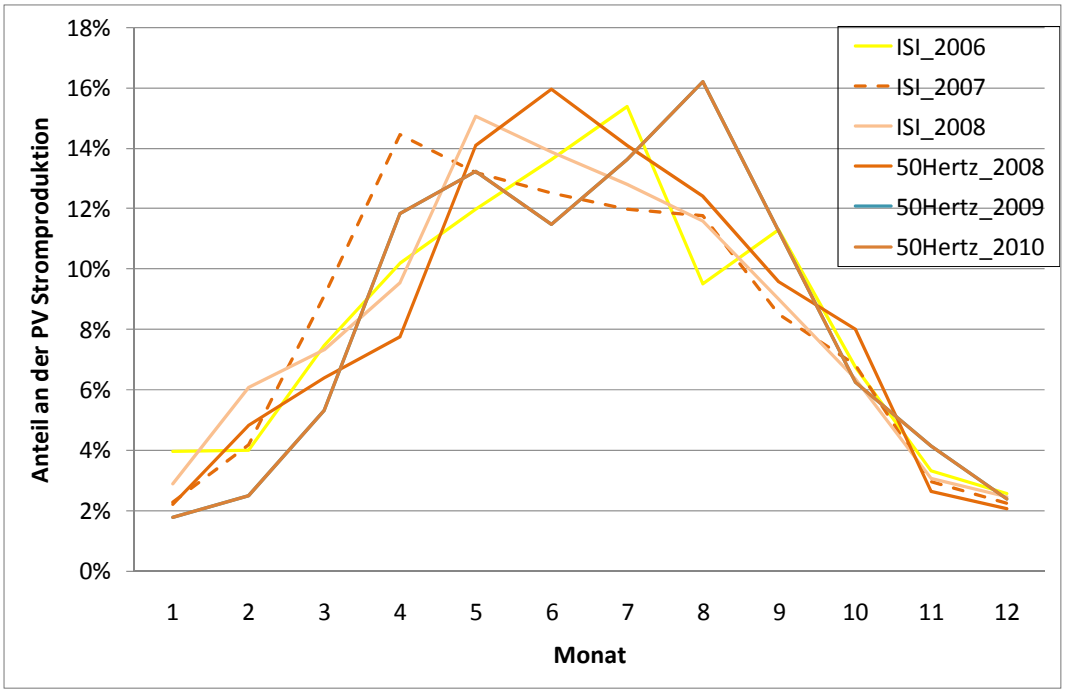


Abbildung 1-11: Monatliche Stromerzeugung der PV.[5]

[4] Datenquellen: Datenquellen: 50Hertz Transmission GmbH (2010) Zeitlicher Verlauf der EEG-Stromeinspeisung, http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/167.htm und eigene Berechnungen auf Basis von DWD Daten, Eigene Berechnungen auf Basis von DWD

Die Darstellung der monatlichen Stromerzeugung offenbart jedoch deutliche Unterschiede zwischen den Zeitreihen. Die höchste PV Produktion wird in den Sommermonaten erreicht. In einigen Jahren wird das Maximum jedoch in den Frühlingsmonaten erreicht. Hier zeigt sich der Einfluss der Wetterlage, insbesondere der Bewölkung, die zwischen den einzelnen Jahren deutlich schwanken kann.

Auf Basis der verfügbaren Zeitreihen kann der relative Wert der PV ermittelt werden. Der Ergebnisse der Berechnung des relativen Wertes sind in Tabelle 1-3 dargestellt. Die Darstellung zeigt, dass der Wert der PV in den einzelnen Zeitreihen zwischen 111 % und 133 % schwankt. Insgesamt ergibt sich ein mittlerer Wert von 117 % bzw. 124 %.

Tabelle 1-3: Relativer Wert des PV Stromes.

Kategorie	Profil	2006	2007	2008	2009	2010	Mittel
Relativer Wert	ISI	133 %	116 %	124 %			124 %
	50 Hertz			125 %	114 %	111 %	117 %

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

Die jahreszeitlichen Schwankungen des PV Wertes bewegen sich im Rahmen der Schwankungen des relativen Marktmittelwertes. Eine Übersicht findet sich in Abbildung 1-12. Besonders Auffällig ist der Wert der PV im Juli 2006. Dieser außerordentlich hohe Wert der PV ist durch einzelne extreme Preisspitzen an der EEX zu erklären, die während der Mittagszeit auftraten und Werte von bis zu 2000 €/MWh erreichten. Ein solches Ereignis hat sich allerdings im Laufe des Betrachtungszeitraumes nicht wiederholt. Der hohe Marktwert der PV im Juli 2006 von 165 % Phelix Base erklärt auch den leicht erhöhten Jahreswert der PV im Jahre 2006. Der leicht niedrigere Jahresmittelwert der PV im Jahre 2007 liegt insbesondere am starken Preisanstieg gegen Ende des Jahres, dem nur eine sehr geringe PV Stromerzeugung gegenüber steht.

[5] Datenquellen: 50Hertz Transmission GmbH (2010) Zeitlicher Verlauf der EEG-Stromeinspeisung, http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/167.htm und eigene Berechnungen auf Basis von DWD Daten

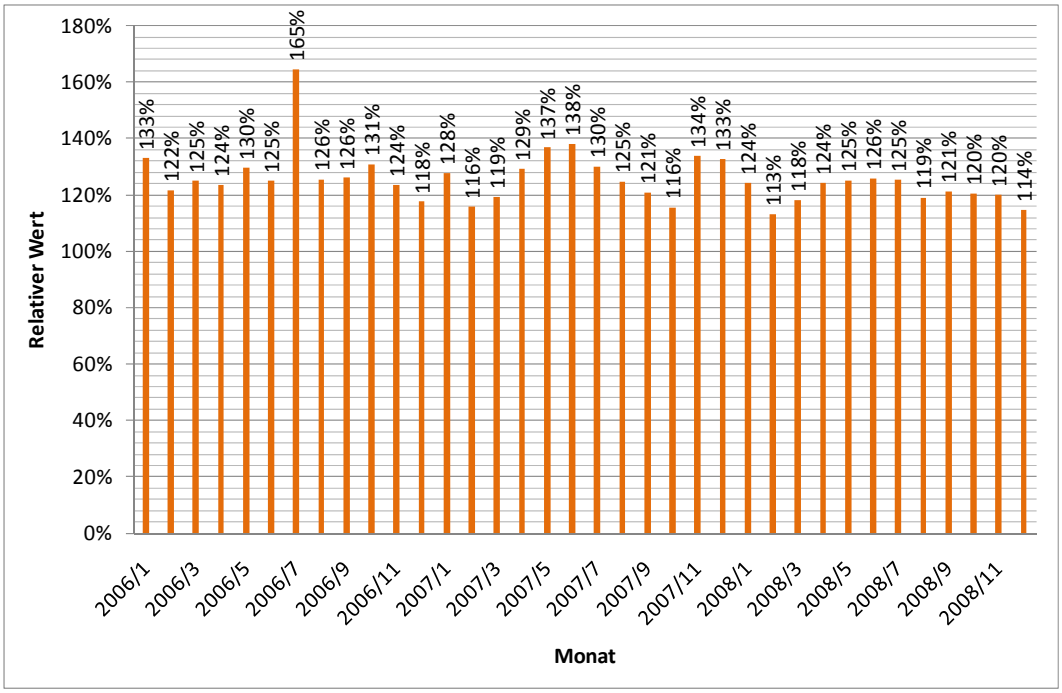


Abbildung 1-12: Monatsmittelwerte des relativen Wertes der PV Einspeisung.

1.1.1.4 Biomasse

Die Stromerzeugung aus Biomasseanlagen kann sowohl stromgeführt als auch wärmegeführt erfolgen. Unter den derzeitigen Anreizbedingungen des EEG kann davon ausgegangen werden, dass in beiden Fällen ein möglichst gleichmäßiger Betrieb der EEG Anlagen angestrebt wird. Die Statistik des BMU[6] gibt für das Jahr 2010 in den Kategorien feste Biomasse und Biogas eine installierte Leistung von 4220 MW und eine Stromerzeugung von 24,9 TWh an. Dies ergibt eine mittlere Auslastung von ca. 6200 Vollaststunden bei gleichmäßigem unterjährigem Ausbau. Dieser Wert unterstützt die Annahme einer eher gleichmäßigen Auslastung der Biomasseanlagen. Insgesamt existieren nur wenig stundenscharfe Daten zur Biomasseeinspeisung in Deutschland. Eine Ausnahme ist das veröffentlichte Einspeiseprofil der für das Netzgebiet der 50Hertz Transmission GmbH. Die Berechnung des relativen Wertes des Einspeiseprofiles ergibt einen Wert von 99,3 % für das Jahr 2008 und 99,4 % für das Jahr 2009. Auch die Monatsmittelwerte bewegen sich im Bereich von 99 % bis 100 %. Eine Übersicht der Monatsmittelwerte der Jahre 2008 und 2009 findet sich in Abbildung 1-13.

[6] Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit [BMU] (2011):Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/2720/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen.pdf (März.2011)

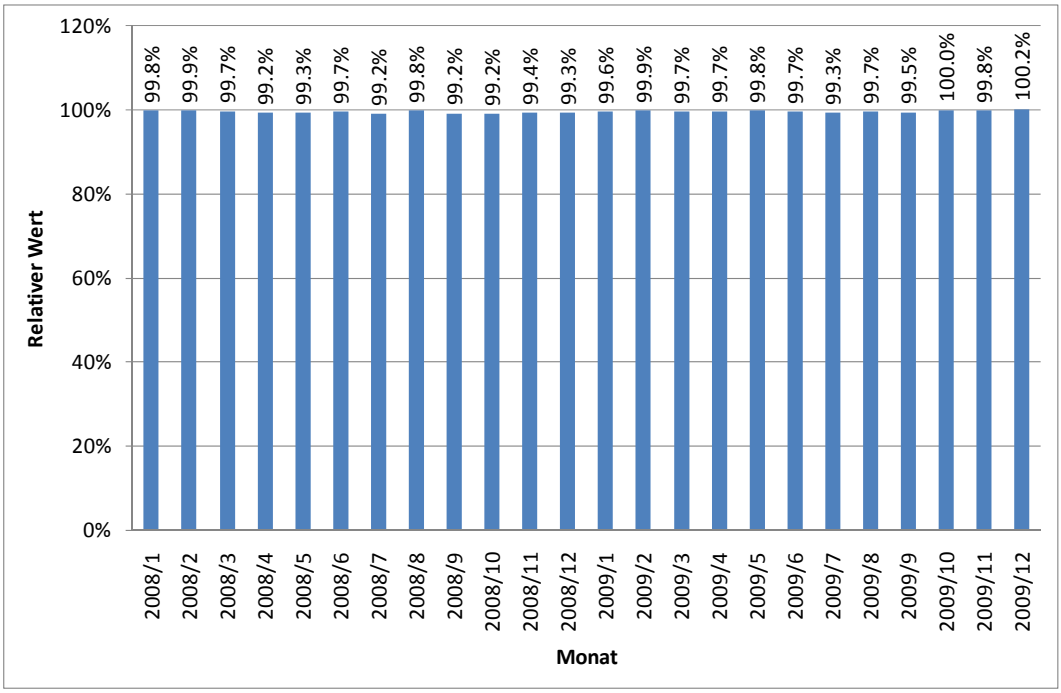


Abbildung 1-13: Monatsmittelwerte des relativen Wertes des Biomasseeinspeisung.[7]

Im Falle eines stark wärmegeführten Einspeiseprofiles kann es zu einer etwas höheren Wertigkeit des Stromes kommen. Auf Basis eines synthetischen Einspeiseprofiles für wärmegeführte Anlagen ergibt sich für das Jahr 2008 ein relativer Wert von 100 %. Im Jahre 2009 wird ein Wert von 106 % erreicht. Im Gesamtbild der verfügbaren Daten zeichnet sich ab, dass für die Biomasse ein konstanter relativer Wert von 100 % Phelix Base eine adäquate Annahme ist. Dieser Wert dürfte sich auch in Zukunft ohne weitere Anpassung des Fördersystems nicht signifikant ändern.

1.1.2 RECS oder EECS Zertifikate (ISI)

Erzeuger von EEG Strom können im Falle einer Direktvermarktung zusätzliche Einnahmen erzielen, indem der Strom als Ökostrom verkauft wird. Die derzeit in Europa handelbaren Zertifikate bestehen aus RECS (Renewable Energy Certificates System) oder EECS (European Energy Certificate System) Zertifikaten. Mit Hilfe dieser Zertifikate kann der Herkunftsnachweis von Ökostrom erbracht werden. RECS Zertifikate werden an keiner Börse gehandelt, sondern auf bilateraler Basis im sogenannten „over-the-counter“ (OTC) Handel. Aus diesem Grund sind auch wenige Daten zur Preisentwicklung öffentlich verfügbar. Da auch existierende Großwasserkraftwerke Zertifikate erhalten können, ist das Angebot von Zertifikaten groß. Schätzungen aus dem Jahr 2008 geben einen Preis der

[7] Datenquelle 50 Hertz (2010) Zeitlicher Verlauf der EEG-Stromeinspeisung. http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/167.htm

Zertifikate von 0,5 €/MWh an[8].Der Beitrag der RECS Zertifikate zu den Einnahmen einer Direktvermarktung ist also relativ gering.

1.1.3 Vermiedene Netznutzungsentgelte (ISI)

Dezentralen Stromerzeugern steht nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung eine Vergütung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) zu[9]. Im Rahmen der EEG Festvergütung werden die vermiedenen Netznutzungsentgelte mit den Kosten der EEG Umlage im Rahmen der EEG Wälzung saldiert. Im Falle einer Direktvermarktung nach § 17 EEG können die Anlagenbetreiber selbst die vermiedenen Netznutzungsentgelte erhalten. Somit stellen die vNNE eine zusätzliche Einnahmequelle für eine Direktvermarktung dar.

Tabelle 1-4: Auswertung der vNNE ausgewählter Netzbetreiber.

	2007			2008		
	Min	Mittel	Max	Min	Mittel	Max
Energieträger	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
§6 Wasser	2,6	5,9	8,5	1,5	5,2	10,9
§7 Gase	1,5	5,3	7,8	2,6	5,0	7,4
§8 Biomasse	3,5	6,3	11,3	1,7	4,5	7,5
§9 Geothermie	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
§10 Wind	1,7	4,8	7,2	1,5	4,1	5,8
§11 Solar	0,9	4,6	12,6	1,1	5,5	13,7
Gesamt	3,1	4,7	6,6	1,5	4,2	5,8

Die Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte richtet sich nach der Spannungsebene der Einspeisung. Da die vNNE die vermiedene Nutzung höherer Spannungsebenen vergüten, fallen die vNNE in niedrigeren Spannungsebenen höher aus. Die Höhe der vNNE hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Hierzu gehören die Netzstrukturen und Kosten der vorgelagerten Netze und die Lastsituation zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Aus diesem Grund ist die genaue Höhe der vNNE erst im Nachhinein bekannt. Sie kann zwischen den einzelnen Jahren, Netzregionen und Technologien deutlich schwanken. Eine Auswertung der veröffentlichten Daten

[8] Tagesspiegel (2008): Der Trick mit dem Ökostrom Wie Verbraucher irregeführt werden. Online: http://www.tagesspiegel.de/weltspiegel/der-trick-mit-dem-oekostrom-wie-verbraucher/1135284.html;jsessionid=10920546E178A1B86C764D875D9EEAEE?view=print (Stand: 07.01.2008).

[9] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2009): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV). http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf

von 10 großen Netzbetreibern[10] zeigt die Größenordnung der vNNE und die zugehörigen Schwankungen. Im Mittel liegen die vNNE im Bereich von 4 bis 5 €/MWh.

1.1.4 Befreiung von der EEG Umlage (ISI)

Eine bedeutende Einnahmequelle kann die Befreiung der EEG Umlage nach §37 EEG sein. Wenn ein Stromversorger mindestens 50 % des an Endkunden belieferten Stroms aus EEG Anlagen direkt bezieht kann er von der EEG Umlage befreit werden. In diesem Falle wirkt die Befreiung von der EEG Umlage wie ein fixer Bonus. Bezogen auf die abgenommene EEG Strommenge erreicht der Bonus die doppelte Höhe der EEG Umlage. Für das Jahr ergibt 2010 ergibt sich bei einer EEG Umlage von 20,47 €/MWh eine kalkulatorischer Bonus von 40,94 €/MWh für den EEG Strom. Bei den derzeitigen Bedingungen stellt dieser Wert die größte Einnahmequelle für die Direktvermarktung dar. Mit steigender EEG Umlage wird sich der Anreiz zur Direktvermarktung weiter erhöhen. Im Jahre 2011 erreicht der kalkulatorische Bonus 70,6 €/MWh.

1.1.5 Kosten Windprognosefehler (ISI, IWES)

1.1.5.1 Vorgehensweise (ISI)

Die Abschätzung der Kosten der Prognosefehler der Windenergie benötigt letztlich zwei zentrale Informationen. Die Höhe des Prognosefehlers und die Kosten die durch den Ausgleich der Prognosefehler entstehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich um mehrstufiges Verfahren handelt, bei dem aktualisierte Prognosen auf verschiedenen Märkten ausgeglichen werden. Die Kosten für den Ausgleich entstehen dabei auch durch die Preisdifferenz zwischen dem notenwendigen Ausgleichsgeschäft und dem Erlös eines Verkaufs auf dem day-ahead Spotmarkt. Die Abschätzung der Kosten wird aufgrund der verfügbaren Daten nach folgender Formel vorgenommen.

$$K = Abw._{day-ahead} * Spread_{Intra-day} + Abw_{intra-day} * Spread_{Ausgl.energie}$$

In den folgenden Abschnitten sollen die zentralen Parameter für diese Formel untersucht und zur Bestimmung der Kosten der Prognosefehler abgeschätzt werden. Hierzu gehören die Höhe der Prognosefehler der Windenergie und die jeweiligen Preisdifferenzen zwischen den Märkten.

[10] Aufgrund der Vielzahl der Netzbetreiber (>900) in Deutschland ist eine Auswertung aller Netzbetreiber mit vertretbaren Aufwand nicht möglich. Die ausgewerteten Netzbetreiber repräsentierten 2008 ca. 44 % der EEG Stromerzeugung. Für das Jahr 2007 konnten nur für 7 der 10 ausgewählten Netzbetreiber Werte ermittelt werden. Untersuchte Netzbetreiber: Eon Avacon, Eon Bayern, Eon Mitte, Eon Hanse, Eon 110 kV, Eon WW, envia, RWE Rhein Ruhr, RWE Weser Ems

1.1.5.2 Windenergie – Höhe des Prognosefehlers (IWES)

Für WEA die gemäß dem EEG aus der Anfangsvergütung in die Grundvergütung fallen, kann in Hinblick auf steigende Großhandelspreise eine monatsweise Direktvermarktung zunehmend attraktiver werden. Um einen Fahrplan zu erstellen, muss der WEA-Betreiber über eine Windleistungsprognose verfügen. Die Kosten für die Prognose und Prognoseabweichungen müssen für die Vermarktungsentscheidung (EEG-Festvergütung oder Direktvermarktung) mit berücksichtigt werden. Aufgrund der Volatilität der Windeinspeisung kommt für eine Direktvermarktung vor allem der Spotmarkt in Frage. Der Ablauf der Direktvermarktung gliedert sich wie folgt:

1. Anhand einer Folgetagsprognose wird einmalig ein Fahrplan für den Day-Ahead-Handel erstellt
2. Weiterhin werden stündlich gerechnete Kürzestfristprognosen verwendet um die Prognoseunsicherheit der gestrigen Folgetagsprognose durch zusätzlichen Intraday-Handel zu minimieren.
3. Für die verbleibende Prognoseabweichung der Kürzestfristprognosen muss im nachhinein Ausgleichsenergie gezahlt werden. Alternativ kann die Prognoseabweichung über den Day-After-Handel ausgeglichen werden

1.1.5.2.1 Stand der Windleistungsprognose heute

Die Erstellung von Windleistungsprognosen spielt seit ca. 10 Jahren eine wichtige Rolle auf dem Gebiet der Netzintegration von Windenergie in Deutschland. Derzeit sind verschiedene Prognosemodelle bei Netz- sowie Windparkbetreibern im Einsatz. Generell unterscheidet man zwischen physikalischen und statistischen Modellen. Erstere beruhen auf der Transformation einer prognostizierten Windgeschwindigkeit mit Hilfe eines physikalischen Windparkmodells und –leistungskurve in die zu erwartenden Leistung. Die statistischen Modelle hingegen verwenden historische Wetterprognosen und Leistungsmessungen um den Zusammenhang zwischen Leistung und Wettersituation statistisch abbilden zu können. Beide Modelle weisen Vorteile und Nachteile auf, die hier nicht näher erläutert werden. Ihre Prognosegenauigkeit ist jedoch vergleichbar gut.

Um die bisherige Entwicklung der Prognose und deren Güte zu veranschaulichen ist in Abbildung 1-14 die Entwicklung der IWES-Windleistungsprognose dargestellt. Hier ist zu vermerken, dass die angegebene Prognosegüte auf einer generellen Modellverbesserung basiert und nicht auf der Prognosegüte des jeweiligen Jahres.

Die ersten operationellen Prognosen wurden in ca. 2001 entwickelt um die Windleistung einzelner Regelzonen vorherzusagen. Der erste Ast in Abbildung 1-14 verdeutlicht die Prognosegüte bzgl. der Regelzone der Transpower Stromübertragungs GmbH. Unabhängig von der verwendeten

Wetterprognose beruht die stetige Verbesserung einerseits auf Optimierungen des zugrunde liegenden Leistungsprognosemodells hinsichtlich der verwendeten Eingangsparameter und Datenverarbeitung. Anderseits wurde die Selektion und Anzahl der Referenz-Windparks, welche verwendet werden um die installierte Windleistung der Regelzone zu berechnen, erhöht. Ein weiterer sehr entscheidender Faktor im Hinblick auf die Prognosegüte basiert auf der Aggregation räumlich verteilter Windparks. Großräumig verteilte Windparks weisen eine deutliche Unkorreliertheit im beobachteten Prognosefehler auf, was zu Ausgleichseffekten und somit zu einer Reduzierung des relativen Prognosefehlers führt. Während bis 2006 eine regelzonenspezifische Windleistungsprognose für die jeweiligen EEG-Bilanzkreise genutzt wurde, wird derzeit eine deutschlandweite Folgetagsprognose verwendet. Die beschriebenen Ausgleichseffekte sind bei einem Vergleich der Güte der Folgetagsprognosen einzelner Windparks (~12 % nRMSE = Wurzel des quadratischen mittleren Fehlers normiert auf die Nennleistung), ganzer Regelzonen (~6 %) und der Deutschlandprognose (4-5 %, Abbildung 1-14) klar ersichtlich.

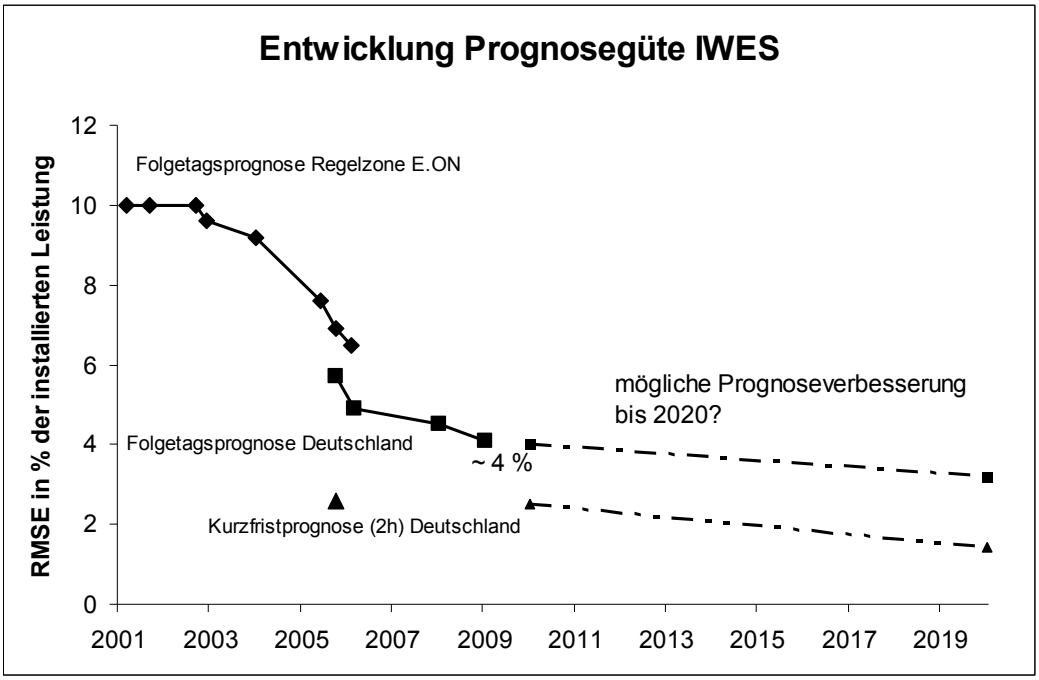


Abbildung 1-14: Entwicklung der IWES-Windleistungsprognose.

Abbildung 1-14 zeigt weiterhin, dass ab ca. 2006 zusätzlich Kürzestfristprognosen für einzelne Regelzonen sowie für Gesamtdeutschland am IWES entwickelt wurden. Diese Prognosen werden jede Stunde aktualisiert um die Windleistung der nächsten acht Stunden zu berechnen. Da Kürzestfristvorhersagen die gegenwärtige Messung als zusätzlichen Modelleingangsparameter verwenden, ist die resultierende Prognoseunsicherheit der nächsten 1 – 4 Stunden (~2.5 % nRMSE für Vorhersagehorizonte von 2h) im Vergleich zur Folgetagsprognose, welche nur auf

Wetterprognosen beruht, deutlich reduziert. Die Güte der Kürzestfristprognose ist daher stark vom Vorhersagehorizont abhängig. Datenassimilationstechniken werden hier verwendet um die Kürzestfristprognosen weiter zu verbessern. Es ist jedoch zu vermerken, dass eine hohe Genauigkeit der Vorhersage durch eine stündliche Aktualisierung bis zu einem Vorhersagehorizont von 3 h bereits durch eine Persistenzvorhersage (Übertragung der gegenwärtigen Messung auf die zukünftige Einspeisung) erreicht werden kann. Ab einem Vorhersagehorizont von 5 h beinhaltet wiederum die Wettervorhersage den höchsten Informationsgehalt für die Leistungsprognose. Dies erklärt, warum sich die Güte der Kürzestfristprognose für große Vorhersagehorizonte der Folgetagsprognose annähert. Hinsichtlich des oben erwähnten Intraday-Handels zur Minimierung der verbleibenden Prognoseunsicherheit ist eine Bewertung des Prognosefehlers für Vorhersagehorizonte ab 75 min im Voraus relevant.

Im Hinblick auf die Direktvermarktung von Windenergie wird in den nächsten Abschnitten die Prognosegüte der Folgetagsprognosen und Kürzestfristprognosen von ca. 60 räumlich in Deutschland verteilten Windparks vorgestellt. Die Auswertungen beruhen auf der zweiten Hälfte des Jahres 2008, welches ein durchschnittliches Windvorkommen repräsentiert. Im Rahmen dieser Analyse wird einerseits die mittlere Prognosegüte der Windparks in Form des mittleren absoluten Fehlers (MAE) und anderseits die Wahrscheinlichkeit potentiell auftretender Fehler durch die Angabe verschiedener Perzentile der beobachteten Fehlerverteilungen dargestellt. Da die Aggregation von Windparks eine wesentliche Rolle in der Direktvermarktung spielen wird, wird diese im Hinblick auf die Prognosegüte zusätzlich untersucht. Weiterhin ist zu beachten, dass für die Leistungsprognosen, welche in dieser Studie analysiert wurden, einzig Wettervorhersagen des Deutschen Wetterdienstes verwendet worden sind. Die Güte der Leistungsprognosen repräsentiert den aktuellen Stand der Technik in 2010.

1.1.5.2.2 Güte der Folgetagsprognose 2010

Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Güte der Folgetagsprognose maßgeblich vom zugrunde liegenden Wetterprognosemodell abhängt. Aus Sicht der Direktvermarktung einzelner Windparks besitzt auch die Orographie (also die Geländebeschaffenheit) einen hohen Einfluss. Dazu wurden im ANEMOS-Projekt (Development of a Next Generation Wind Resource Forecasting System for the Large-Scale Integration of Onshore and Offshore Wind Farms) geländetypische Folgetagsprognosefehler einzelner Windparks in Europa identifiziert.[11]

- Flachland 10 % nRMSE

[11] G. Kariniotakis, I. Martí, D. Casas, P. Pinson, T. S. Nielsen, H. Madsen, G. Giebel, J. Usaola, I. Sanchez, A.M. Palomares, R. Brownsword, J. Tambke, U. Focken, M. Lange, P. Louka, G. Kallos, C. Lac, G. Sideratos, G. Descombes: What performance can be expected by short-term wind power prediction models depending on site characteristics? European Wind Energy Conference, London, UK, 22 February – 25 November 2004.

- Komplexes Gelände 12-14 % nRMSE
- Sehr komplexes Gelände 20 % nRMSE
- Offshore Windparks 12 % nRMSE.

Neben der Orographie hat das Windvorkommen, was nicht selten eng mit der Orographie verknüpft ist, einen Haupteinfluss auf die Prognosegüte. Es ist erwiesen das Zeiten mit hohen Windgeschwindigkeiten relativ oft große Prognosefehler aufweisen. Abbildung 1-15 zeigt den Zusammenhang zwischen dem mittleren absoluten Fehler und den Volllaststunden für alle 60 Windparks. Die rote Linie mit Fehlerbalken gibt die mittleren Werte sowie die maximalen und minimalen Abweichungen der MAEs der 60 Windparks je Volllaststundenklasse wieder. Die MAEs liegen zwischen ca. 5.5 und 11 % der installierten Windparkleistung. Eine deutliche Abhängigkeit zu den Volllaststunden ist zu erkennen.

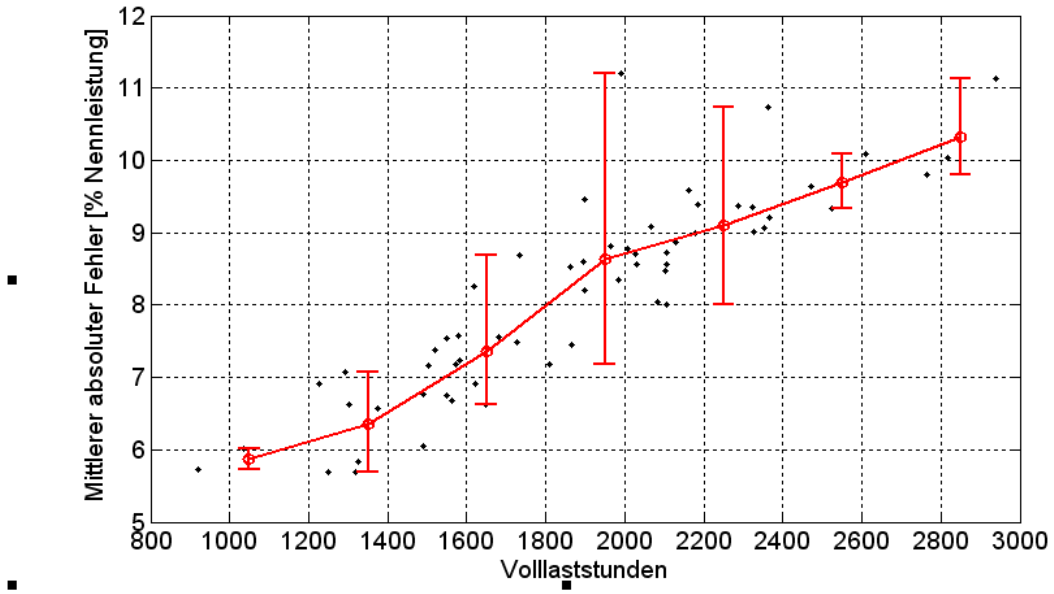


Abbildung 1-15: Übersicht der mittleren absoluten Fehler (normiert auf Windparknennleistung) der Folgetagsprognosen von 60 deutschen Windparks in Abhängigkeit der Volllaststunden.
(Die rote Linie illustriert die mittleren, maximalen und minimalen MAE-Werte je Volllaststundenklasse.)

Zur Abschätzung der Kosten zum Ausgleich von Prognosefehlern sind Informationen über die Eintrittswahrscheinlichkeit potentieller Prognosefehler notwendig. Diese sind auf Basis historischer Prognosefehlerzeitreihen (07/2008 – 12/2008, stündliche Auflösung) der 60 Windparks ermittelt wurden. Zur Abschätzung potentiell auftretender Prognosefehler wurden die mittleren MAE-Perzentilwerte der beobachteten Fehlerverteilungen gegen die jeweiligen Perzentile (5 % – 95 %) aufgetragen Abbildung 1-16. Die 0 % und 100 % Perzentile, welche die maximalen Fehler repräsentieren, wurden weggelassen, da diese sehr vom zugrunde lie-

genden Zeitraum abhängen und deshalb keine statistische Signifikant aufweisen.

Abbildung 1-16 ist wie im folgenden Beispiel zu deuten:

Für Windparks mit Volllaststunden zwischen 500 und 1500 Stunden liegt das mittlere 5 %-Perzentil bei ca. -14 ±3 % Prognosefehler relativ zur Windparknennleistung, d.h. mit einer mittleren Wahrscheinlichkeit von ca. 5 % ist die Prognose um mehr als 14 % größer als die Messung. Auf der gegenüberliegenden Seite besagt das 95 %-Perzentil, welches bei ca. 15 ±3 % Prognosefehler liegt, dass mit einer mittleren Wahrscheinlichkeit von 5 % die Prognose um mehr als 15 % geringer als die Messung ist. Insgesamt kann man zusammenfassen, dass der zu erwartende Prognosefehler einer stündlichen Prognose mit 90 prozentiger Wahrscheinlichkeit zwischen ca. -14 % und +15 % relativ zur Windparknennleistung liegt.

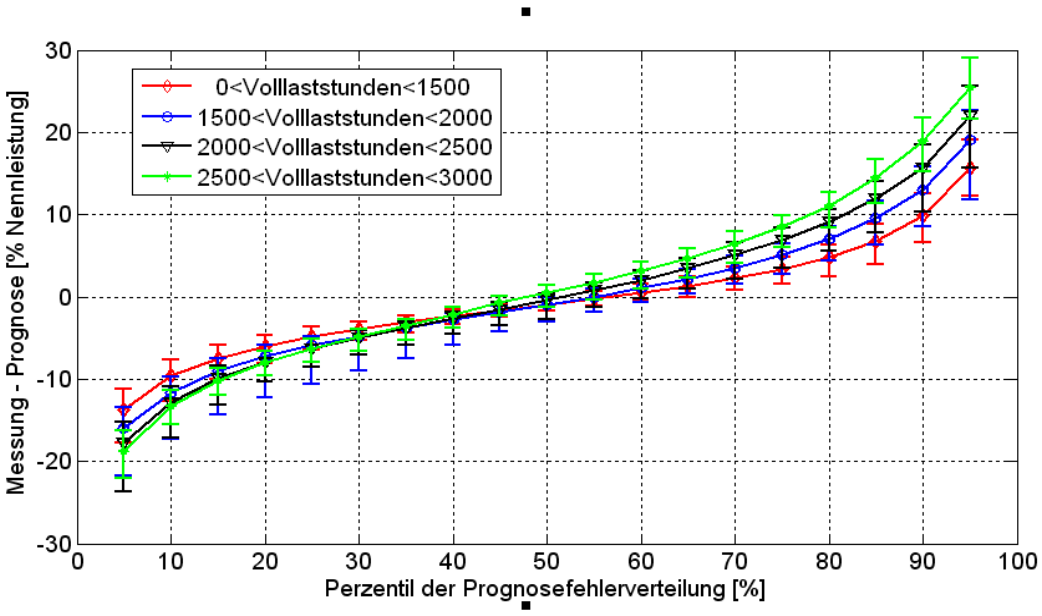


Abbildung 1-16: Übersicht der Größe der Prognosefehler (Messung – Prognose) bezogen auf die Perzentile der zugrunde liegenden Fehlerverteilungen. (Die Werte basieren auf Mittel-, Maximal und Minimalwerten von 60 Windparks klassifiziert nach Volllaststunden.)

Die Ergebnisse für die weiteren Perzentile und Windparks mit mehr Volllaststunden sind Abbildung 1-16 zu entnehmen. Wie zu erwarten sind die absoluten Fehler bei Windparks mit mehr Volllaststunden bei gleichem Perzentil sichtbar höher.

In der nächsten Untersuchung wurde die Reduzierung des mittleren absoluten Fehlers aufgrund von Ausgleichseffekten bei Aggregation räumlich verteilter Windparks untersucht. Hier wurden zwei Ansätze gegenübergestellt. In beiden Ansätzen werden Gebiete mit Radien von 50 bis 800 km in 50 km Schritten um einen Windpark gelegt. Im ersten Ansatz werden alle

im definierten Gebiet vorhanden Windparks zusammengefasst, d.h. bei vielen Windparks in einer Region bzgl. dem untersuchten Windpark-Ensemble werden innerhalb der ersten 200 km schon bis zu 38 Windparks zusammengefasst (vgl. Abbildung 1-17 unten). Bei einem Gebiet von 800 km Radius werden dann alle 60 Windparks zusammengefasst. Im zweiten Ansatz wird je wachsendem Radius ein Windpark zufällig ausgewählt und nur dieser mit den anderen aggregiert. D.h. bei einem Gebiet mit einem Radius von 800 km um einen beliebigen der 60 Windparks werden in diesem Ansatz maximal 17 Windparks zusammengefasst.

Abbildung 1-17 oben zeigt die Reduzierung des MAE in Abhängigkeit von der Gebietsgröße ausgehend von allen 60 Windparks für beide Ansätze. Die untere Abbildung gibt die Anzahl der zugrunde liegenden Windparks an.

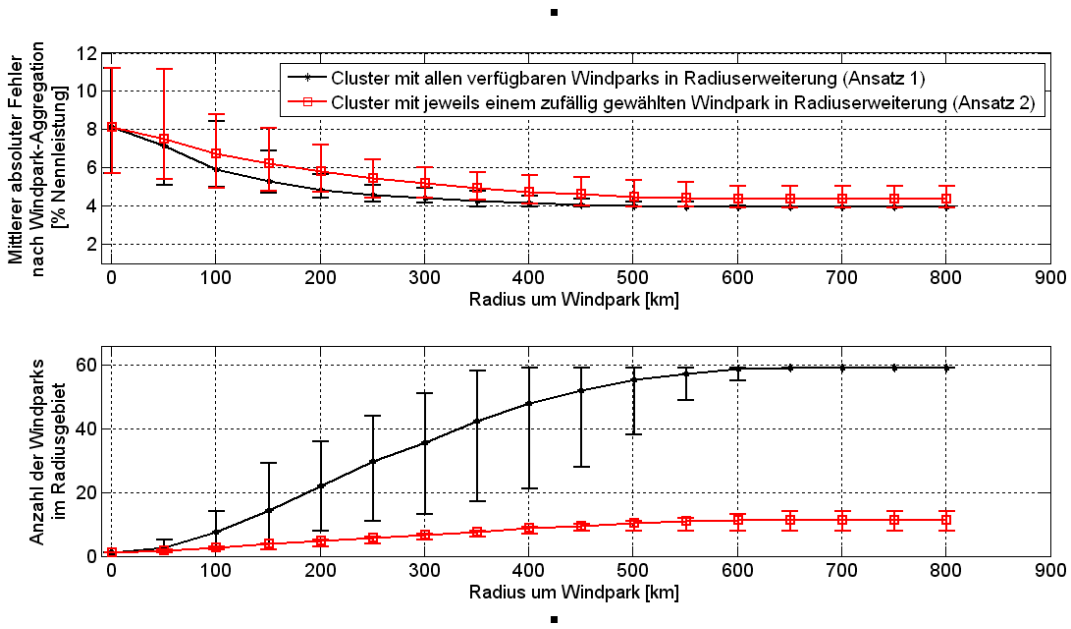

Mittlerer absoluter Fehler nach Windpark-Aggregation [% Nennleistung]
Cluster mit allen verfügbaren Windparks in Radiuserweiterung (Ansatz 1)
Cluster mit jeweils einem zufällig gewählten Windpark in Radiuserweiterung (Ansatz 2)
Radius um Windpark [km]
Anzahl der Windparks im Radiusgebiet
Radius um Windpark [km]

Abbildung 1-17: Mittlerer absoluter Fehler in Abhängigkeit der Anzahl (unten) und räumlichen Verteilung aggregierter Windparks.
(Der obere Graph illustriert die Reduzierung des MAE bei wachsender Gebietsgröße. Der untere Graph gibt die Anzahl der aggregierten Windparks im jeweiligen Gebiet an. Die Werte basieren auf Mittel-, Maximal- und Minimalwerten ausgehend von ca. 60 Windparks.)

Hinsichtlich dem ersten Ansatz ist ersichtlich, dass der MAE für wachsende Gebietsgröße und Anzahl aggregierter Windparks gegen einen Wert von ca. 4 % strebt. Die Streuung der verschiedenen MAE Werte ausgehend von den verschiedenen Windparks, welche durch die Maximal- und Minimalwerte in Form der Fehlerbalken angegeben ist, ist im ersten Ansatz ab einer Gebietsgröße mit einem Radius von ca. 150 km schon relativ gering (5 ±1 %) und verschwindet dann für wachsende Gebietsgrößen komplett.

Bei der Analyse des zweiten Ansatzes ist zu erkennen, dass die Streuung der MAE-Werte auch für das größte Gebiet bei ca. ±0.5 % liegt, obwohl die Anzahl der Windparks nahezu konstant ist. Dies verdeutlicht, dass die Verbesserung der Prognosegüte durch Windparkaggregation nicht nur von der Gebietsgröße sondern auch von einer adäquaten Auswahl von Windparks abhängt. Weiterhin ist ersichtlich, dass bei einer geeigneten Auswahl von ca. 9 räumlich verteilter Windparks in einem Gebiet von ca. 400 km Radius, ein resultierender MAE wie bei der Aggregation aller 60 Windparks zu beobachten ist (~ 4 %).

Zusammenfassend ist zu vermerken, dass heutzutage durch eine geeignete Aggregation von ca. 7 Windparks in einem Gebiet von 300 km Radius ein MAE kleiner als 5 % der Nennleistung zu erreichen ist.

In Abbildung 1-18 ist weiterhin zu beobachten, dass durch die Aggregation der Windparks die daraus resultierenden Volllaststunden bei ca. 1700 – 1900 Stunden liegen. Der MAE hat sich somit durch Aggregation im Vergleich zum Einzelwindpark um ca. 40 – 50 % verbessert.

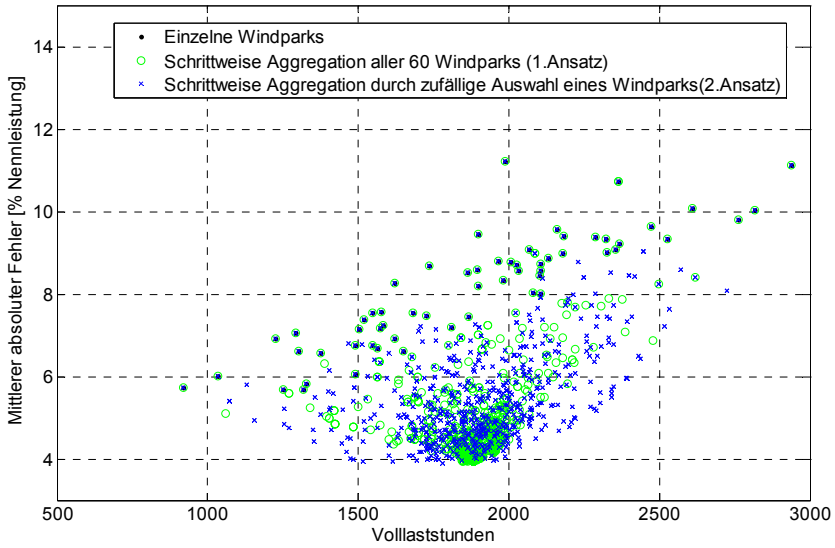


Abbildung 1-18: Übersicht der mittleren absoluten Fehler (normiert auf Nennleistung) der Folgetagsprognosen von 60 deutschen Windparks (schwarz) in Abhängigkeit der Volllaststunden.
(Die farbigen Punkte repräsentieren die Volllaststunden- und MAE-Werte der verschiedenen Varianten aggregierter Windparks.)

1.1.5.2.3 Güte der Kürzestfristprognose 2010

Kürzestfristprognosen verwenden zusätzlich zur Wettervorhersage gegenwärtige Messungen des jeweiligen Windparks als zusätzliche Eingangsparameter. Wie bereits oben erwähnt führt dieser zusätzliche Infor-

mationsgehalt zu einer enormen Verbesserung der Prognosegüte in den ersten 1-3 Stunden.

Für größere Zeithorizonte hat dann wieder die Wettervorhersage den größten Einfluss auf die Prognosequalität. Wie in Abbildung 1-19 ersichtlich hängt die Güte der Kürzestfristprognosen neben dem Vorhersagehorizont deutlich von den Windparkvolllaststunden ab. Für Volllaststunden zwischen ca. 1000 und 2600 Stunden variiert der mittlere absolute Fehler (MAE) für einen Vorhersagehorizont von 1 Stunde zwischen ca. 3 und 5 %, für 2 Stunden zwischen ca. 4 und 7 %, für 4 Stunden zwischen ca. 4.8 und 8.6 % und für 8 Stunden zwischen ca. 5.2 und 9.8 %. Diese Werte stellen wieder Mittelwerte von ca. 60 Windparks, welche räumlich in Deutschland verteilt sind, dar. Die maximalen und minimalen MAE-Werte je Volllaststundenklasse werden durch die Fehlerbalken in Abbildung 1-19 dargestellt.

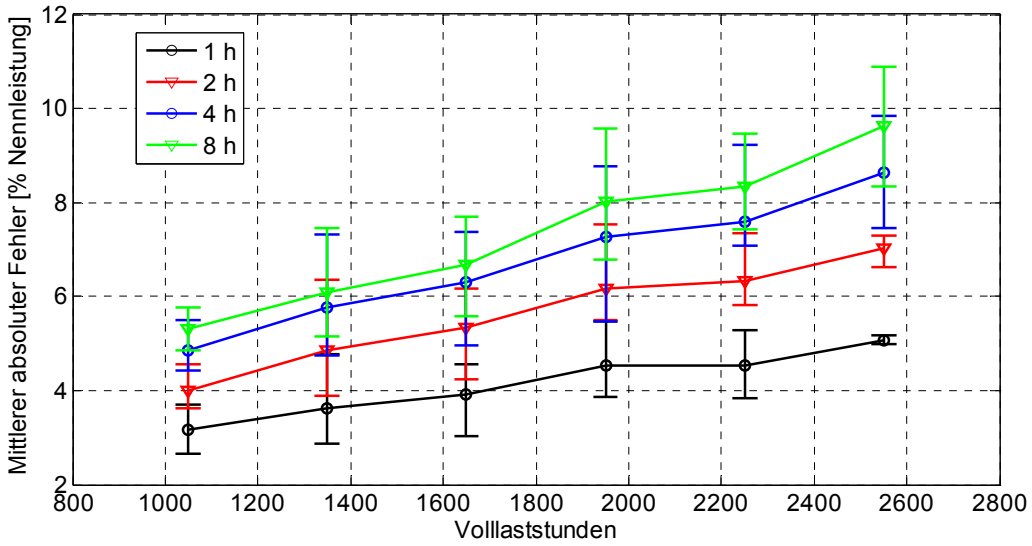


Abbildung 1-19: Übersicht der durchschnittlichen mittleren absoluten Fehler (normiert auf Nennleistung) der Kürzestfristprognosen von ca. 60 deutschen Windparks in Abhängigkeit der Volllaststunden und für Vorhersagehorizonte von 1, 2, 4 und 8 Stunden.
(Die Fehlerbalken repräsentieren die minimalen und maximalen Abweichungen vom Mittelwert je Volllaststundenklasse.)

Zur Abschätzung der verbleibenden Prognoseunsicherheit nach Ausgleich der Differenz zwischen der gestrigen Folgetagsprognose und der Kürzestfristprognose durch Intradayhandel, werden erneut die 5-95 % Perzentile der historischen Prognosefehlerverteilungen der verschiedenen Vorhersagehorizonte untersucht. Es zeigt sich, dass die Prognosefehler der 5 und 95 % Perzentile zwischen ca. ±10 % bis ±20 % der installierten Windparkleistung für Vorhersagehorizonte von 1 bis 8 Stunden liegen. Die verschiedenen Perzentilwerte für Vorhersagehorizonte von 1, 2, 4 und 8 Stunden und verschiede Volllaststundenklassen sind in Abbildung 1-20 graphisch dargestellt.

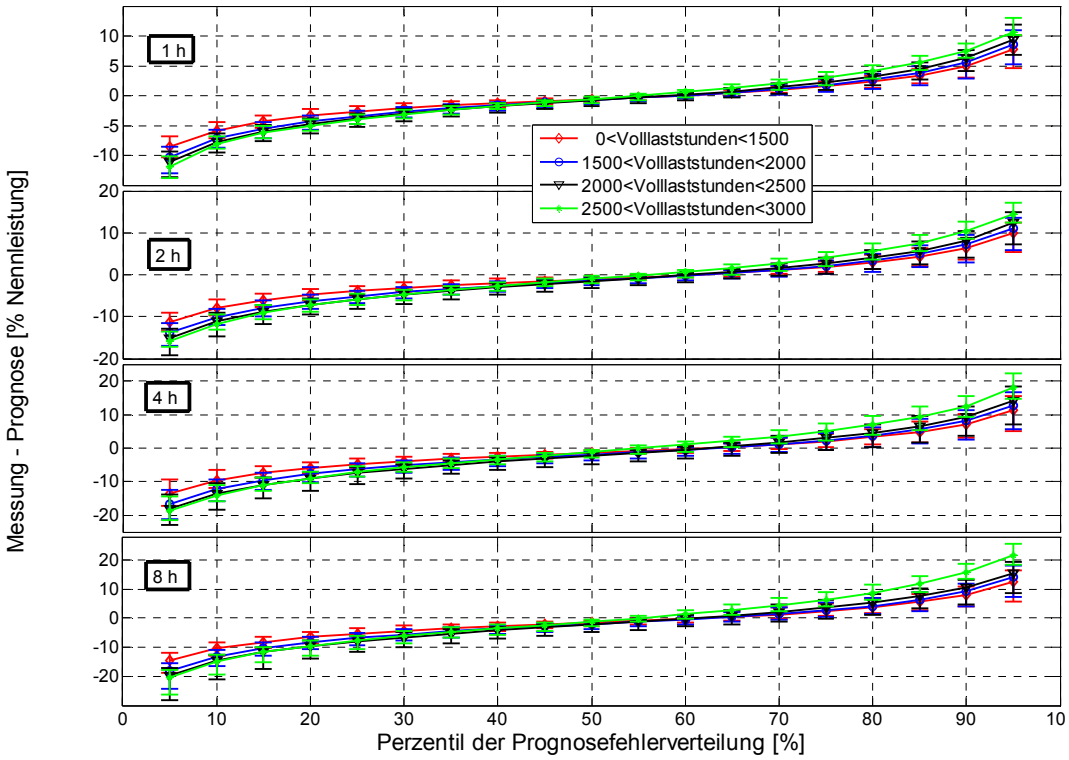


Abbildung 1-20: Übersicht der Größe der Prognosefehler (Messung – Prognose) bezogen auf die Perzentile der zugrunde liegenden Fehlerverteilungen der Kürzestfristprognosen mit Vorhersagehorizonten von 1, 2, 4 und 8 Stunden.
(Die Werte basieren auf Mittel-, Maximal und Minimalwerten von ca. 60 Windparks klassifiziert nach Volllaststunden.)

Das bereits im Abschnitt zur Bewertung der Folgetagsprognose verwendete Verfahren zur Abschätzung der Prognosefehlerminimierung durch Windparkaggregation wurde ebenso auf die Kürzestfristprognosen der ca. 60 Windparks angewendet (siehe Abschnitt 1.1.5.2.2). Wie in Abbildung 1-21 ersichtlich, genügen ca. 7 Windparks (vgl. mit Abbildung 1-17) auf einem Gebiet mit ca. 300 km Radius um den MAE im Mittel für alle Prognosehorizonte der Kürzestfristprognose (1- 8 Stunden) zu halbieren. Der Unterschied zum MAE-Optimum, welches durch die Aggregation aller 60 Windparks erreicht wird, beträgt lediglich ~0.7 % Nennleistung.

Abbildung 1-22 zeigt die Abhängigkeit des MAE von den Volllaststunden der Windparkaggregationen. Eine Minimierung des MAE um ca. 50 % bezüglich der Kürzestfristprognosen mit Vorhersagehorizonten von 1, 2, 4 und 8 Stunden ist deutlich zu erkennen.

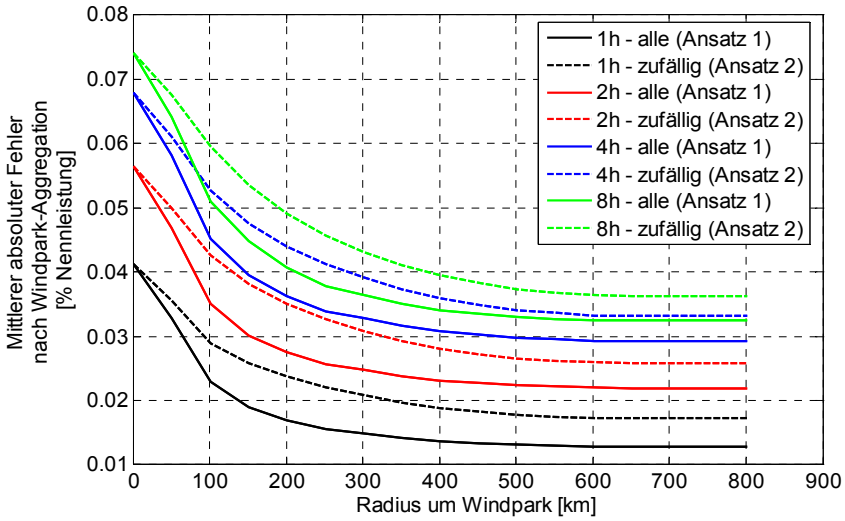

Mittlerer absoluter Fehler
nach Windpark-Aggregation
[% Nennleistung]
Radius um Windpark [km]
1h - alle (Ansatz 1)
1h - zufällig (Ansatz 2)
2h - alle (Ansatz 1)
2h - zufällig (Ansatz 2)
4h - alle (Ansatz 1)
4h - zufällig (Ansatz 2)
8h - alle (Ansatz 1)
8h - zufällig (Ansatz 2)

Abbildung 1-21: Mittlerer absoluter Fehler der Kürzestfristprognosen mit Vorhersagehorizonten von 1, 2, 4 und 8 Stunden in Abhängigkeit der räumlichen Verteilung aggregierter Windparks.
(Die Anzahl der aggregierten Windparks je Gebietsgröße und Ansatz ist im unteren Plot in Abbildung 1-17 zu erkennen.)

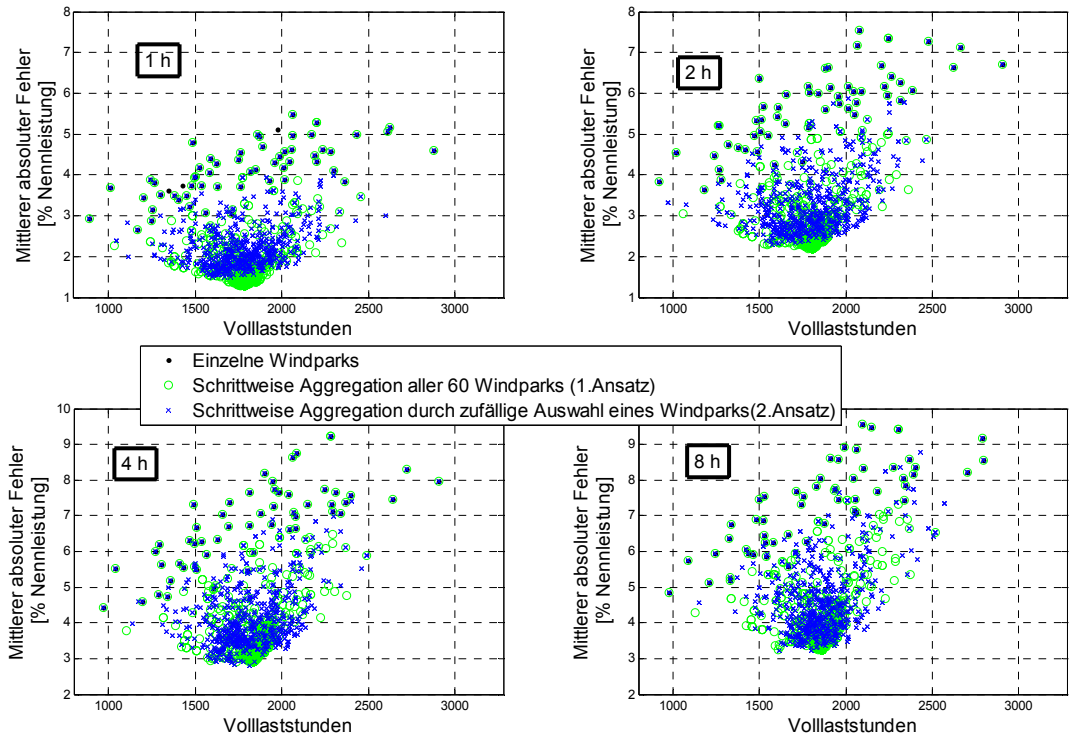


Abbildung 1-22: Übersicht der mittleren absoluten Fehler (normiert auf Nennleistung) der Kürzestfristprognosen (1, 2, 4 und 8 Stunden) von ca. 60 deutschen Windparks (schwarz) in Abhängigkeit der Volllaststunden.
(Die farbigen Punkte repräsentieren die Volllaststunden- und MAE-Werte der verschiedenen Varianten aggregierter Windparks.)

1.1.5.2.4 Bewertung des Prognoseverbesserungspotenzials bis 2020

Anhand von veröffentlichten Forschungsergebnissen auf dem Gebiet der Windleistungsprognose wurden Verbesserungspotentiale der gegenwärtigen Windleistungsprognose bestimmt. Die verschiedenen Verfahren wurden in Fallbeispielen angewandt, werden derzeit aber noch nicht standardmäßig im operationellen Betrieb verwendet. Folgende Prognoseverbesserungen, bezogen auf die durchschnittliche Qualität gegenwärtiger Prognosemodellen in Form einer Reduzierung des mittleren absoluten Fehlers, wurden bestimmt:

1. Durch eine windparkspezifische Auswahl eines Prognosemodells ergibt sich einer Verbesserung um ca. 8 – 10 % MAE[12]
2. Durch eine Kombinierung mehrerer Wettermodelle[13] [14] [15] oder Ensemble-Prognosen[16] [17] mit Klassifikation der Wettersituation[18] und entsprechender Gewichtung der Modelle ergibt sich einer Verbesserung um ca. 15 – 20 % MAE
3. Durch eine Selektion optimaler Eingangsparameter ergibt sich eine Verbesserung um 15 – 20 % MAE[19] [20] [21]

---

[12] G. Kariniotakis, I. Martí, D. Casas, P. Pinson, T. S. Nielsen, H. Madsen, G. Giebel, J. Usaola, I. Sanchez, A.M. Palomares, R. Brownsword, J. Tambke, U. Focken, M. Lange, P. Louka, G. Kallos, C. Lac, G. Sideratos, G. Descombes: What performance can be expected by short-term wind power prediction models depending on site characteristics? European Wind Energy Conference, London, UK, 22 February – 25 November 2004

[13] B. Lange, K. Rohrig, B. Ernst, F. Schlögl, Ü. Cali, R. Jursa, J. Moradi, Wind power prediction in Germany – Recent advances and future challenges, European Wind Energy Conference, Athens, Greece, 27 February – 2 March, 2006

[14] von Bremen, L.: Optimal linkage of different NWP models with neural networks for offshore wind power predictions, Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Delft, Netherlands, 26 –28 October 2006

[15] Ü. Cali, R. Jursa, B. Lange, K. Biermann: Short-term prediction of distributed generation – Recent advances and future challenges, Elftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 9 – 10 November 2006 (available at www.iset.de)

[16] Lang, S., Möhrlen, C., Jørgensen, J., Gallachóir, B. O., McKeogh, E.: Application of a Multi-Scheme Ensemble Prediction System for wind power forecasting in Ireland and comparison with validation results from Denmark and Germany, European Wind Energy Conference, Athens, Greece, 27 February – 2 March 2006

[17] von Bremen, L., Tambke, J., Saleck, N., Heinemann, D.: Confidence in Large-scale offshore wind farming: Wind power predictability and stable grid integration of 25 GW German wind power, Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Delft, Netherlands, 26 –28 October 2006

[18] Lange, M., Focken U., Meyer, R., Denhardt, M., Ernst, B., Berster, F.: Optimal combination of different numerical weather models for improved wind power predictions, Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Delft, Netherlands, 26 –28 October 2006

[19] P. Pinson: “Estimation of the uncertainty in wind power forecasting”, PhD dissertation, École des Mines de Paris, 2006

[20] J. Juban, L. Fugon, G. Kariniotakis: “Probabilistic short-term wind power forecasting based on kernel density estimators”, In Proceedings of the EWEC, Milan, Italy, 7-10 May 2007

[21] R. Jursa, B. Lange and K. Rohrig: Advanced Wind Power Prediction with Artificial Intelligence Methods, First International ICSC Symposium on Artificial Intelligence in Energy Systems and Power, Island of Madeira, Portugal, Feb. 7 – Feb. 10, 2006

4. Durch eine Verwendung von real gemessenen Wetterdaten von weiter entfernten Standorten als Eingangsparameter ergibt sich für Kürzestfristprognosen einer weitere Verbesserung um ca. 10 – 15 % MAE[22] [23] [24]
5. Um die Verbesserung der Prognosegüte für den Entwicklungshorizont 2020 abschätzen zu können, spielt die Superpositionierung der einzelnen Verbesserungspotentiale eine wichtige Rolle. Geht man davon aus, dass alle Optimierungsmöglichkeiten unabhängig voneinander sind und somit absolut kombinierbar dann kann sich folgende Gesamtverbesserung ergeben:
6. für Folgetagsprognosen von ca. 35 – 40 % MAE
7. für Kürzestfristprognosen von ca. 40 – 50 % MAE
8. Da diese Verbesserungen hinsichtlich der bereits heute erreichten Qualität der Leistungsprognose einerseits und der weiterhin verbleibenden Unsicherheit in der Wettervorhersage, welche die Prognosegüte nach oben begrenzt, als groß zu erachten sind, wird die Verbesserung sicherlich geringer ausfallen. Im Hinblick auf weitere Berechnungen, wird daher für Folgetags- sowie Kürzestfristprognosen eine Gesamtverbesserung von ca. 30 %im MAE angenommen. Dieser Wert kann somit auf die in Abschnitt 3 und 4 präsentierten MAE-Werte für die gegenwärtige Güte der Prognosesysteme angewandt werden um die Prognosequalität im Jahr 2020 abschätzen zu können.

1.1.5.3 Abschätzung der Preisdifferenzen (ISI)

Für eine Abschätzung der Kosten der Windprognosefehler müssen die abweichenden Energiemengen mit Preisen bewertet werden. Der Ausgleich erfolgt im Wesentlichen zweistufig. In einem ersten Schritt können Abweichungen über den Intraday-Markt ausgeglichen werden. Verbleibende Prognosefehler müssen dann mit Ausgleichsenergie bewertet werden. Entscheidend für eine Bestimmung der Kosten ist die Preisdifferenz zwischen dem day-ahead Markt, Intraday-Markt und Ausgleichsenergie. Diese soll im Folgenden analysiert werden.

1.1.5.3.1 Intraday-Markt

Eine erste Möglichkeit zum Ausgleich von Prognosefehlern ist der Intraday-Markt. Der Intraday-Markt der EEX ermöglicht seit 2006 einen

[22] M. C. Alexiadis, P. S. Dokopoulos, H. S. Sahsamanoglou: Wind speed and power forecasting based on spatial correlation models, IEEE Transactions on Energy Conversion, 14, 836 – 842, 1999

[23] K. A. Larson, T. Gneiting: Advanced Short-Range Wind Energy Forecasting Technologies: Challenges, Solutions, and Validation, Proc. Global Wind Power Conference, Chicago, Illinois, USA, 2004

[24] A. Wessel, J. Dobschinski, B. Lange: ”Forschungsvorhaben Kurzzeitprognose im Projekt Deutscher Wind-Monitor “, Vortrag beim Projekttreffen ISET/ÜNB, 03.März 2008

Handel bis 75 min vor der physikalischen Lieferung[25]. Nach anfänglich sehr geringer Liquidität ist das Handelsvolumen im Laufe der letzten Jahre stark angestiegen. Eine zentrale Ursache hierfür dürfte die verstärkte Nutzung des Intraday-Marktes zum Ausgleich von Prognosefehlern der Windenergie durch die ÜNB sein.

In Tabelle 1-5 ist die Entwicklung des Handelsvolumens am Intraday-Markt dargestellt. Zum Vergleich ist die Entwicklung der energetischen Abweichung der veröffentlichten day-ahead Prognose der ÜNB dargestellt.

Tabelle 1-5: Handelsvolumen Intraday-Markt an der EEX.

Jahr	Handelsvolumen	Zeitraum
	GWh	Handelsvolumen
2006	136	25.09.-31.12
2007	1404	Ganzes Jahr
2008	2292	Ganzes Jahr
2009	5662	Ganzes Jahr
2010	10199	Ganzes Jahr

Quelle: EEX

Es zeigt sich, dass das Handelsvolumen im Jahre 2010 erstmals die Energiemenge der veröffentlichten Prognosefehler der Windenergie übersteigt.

Tabelle 1-6: Abweichungen der veröffentlichten day-ahead Prognose (Wind).

Jahr	Abweichung in GWh
	GWh
2007	8051
2008	8146
2009	7259
2010	7377

Für eine Abschätzung der Kosten des Ausgleichs von Prognosefehlern ist letztlich entscheidend, wie groß der Preisspread zwischen Day-ahead- und Intraday-Markt in Abhängigkeit des Prognosefehlers der Windenergie ausfällt. Die Berechnung ergibt sich somit auf Basis folgender Formel:

$$\frac{\sum\left((Peex_i - Pintraday_i) * A_i\right)}{\sum|A_i|}$$

Legende: i=laufender Zeitindex, A=Abweichungen

[25] EEX 2008 EEX Intraday Power Trading Version 2.0. Benutzerhandbuch. http://www.eex.com/de/document/14500

Die Berechnung erfolgt dabei getrennt für Überschätzungen und Unterschätzungen der Windenergieeinspeisungen. Dabei werden die mittleren Marktpreise des Intraday Marktes zu Grunde gelegt. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tabelle 1-7 dargestellt. Insgesamt zeigen sich deutliche Unterschiede in den Ergebnissen. Insbesondere die Jahre 2007 und 2008 weichen deutlich von den Ergebnissen für das Jahr 2009 und 2010 ab. Die Ursachen dürften im deutlich geringeren Handelsvolumen und der durch die Festlegung zum Bilanzkreis nach dem Erneuerbaren Energien-Gesetz der BNetzA vom Mai 2009[26] geänderte Vermarktungspraxis der ÜNB liegen.

Tabelle 1-7: Preisspread für Windprognosefehler auf dem Intraday-Markt.

Jahr	Preisspread		Mittel	Preisspread		Gesamt
	Überschätzt	Unterschätzt	EEX	Überschätzt	Unterschätzt	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	% Phelix Base	% Phelix Base	% Phelix Base
2007	1,91	0,9	37,99	5,0 %	2,4 %	2,9 %
2008	-0,03	-0,5	65,76	0,0 %	-0,8 %	0,2 %
2009	4,16	-3,78	38,85	10,7 %	-9,7 %	10,2 %
2010	5,67	5,95	44,49	12,7 %	13,4 %	13,0 %

Quelle: Eigene Berechnungen

In den Jahren 2009 und 2010 zeigt sich sowohl absolut, als auch in Bezug auf das Marktpreisniveau ein Anstieg der Preisdifferenz zwischen Day-ahead- und Intraday-Markt. Ein weiterer wichtiger Unterschied des intraday Marketes Spotmarktes zum day-ahead Markt ist der kontinuierliche Handel. In der Folge bilden sich für eine Stromlieferung in einer Stunde sehr unterschiedliche Preise. Die veröffentlichten Preisdaten geben hierzu den Marktpreis in den Notierungen letzter Preis, Minimum, Maximum und Durchschnitt an. Diese Preise sind zum Teil sehr unterschiedlich. Die Kosten der Prognosefehler hängen deshalb sehr stark vom jeweiligen Handelszeitpunkt und der Marktsituation ab. In der folgenden Tabelle wird die Bandbreite des Preisspreads auch für die jeweils günstigste und ungünstigste der realen Preisnotierungen angegeben. Die Bandbreite der Preisspreads reicht dabei von bis zu 17 % Gewinn bis ca. 38 % Verlust.

Für das Jahr 2010 stehen zusätzlich Informationen zu den realen Intraday-Geschäften der Übertragungsnetzbetrieber zur Verfügung. Da hier der genaue Handelspreis nicht angegeben ist, lassen sich hier ebenfalls nur Bandbreiten berechnen. In diesem Fall reicht der Preisspread von ca. 17 % Gewinn bis ca. 43 % Verlust bei einem Handelsvolumen von ca. 13 % der Windenergieerzeugung.

Da im Jahr 2010 ein sehr schwaches Windjahr war, kann erwartet werden, dass der Preisspread unter besseren Windbedingungen höher ausfällt.

[26] Bundesnetzagentur (2009):Festlegung zum Bilanzkreis nach dem Erneuerbaren Energien-Gesetz. http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/110534/publicationFile/5878/BK6-08-226 %20Beschluss %20vom %2012.pdf

Allerdings kann die Interaktion zwischen Windprognosefehlern und den Prognosefehlern der PV hier ebenfalls eine weitere Einflussgröße sein. Für eine erste Schätzung des Preisspreads von Windprognosefehlern auf dem Intraday Markt wird im Folgenden ein Basiswert von 20 % angenommen.

Tabelle 1-8: Bandbreite des Preisspread für Winddprognosefehler (Intraday).

Jahr	Spread		
	Min. Kosten	Durchschn. Kosten	Max. Kosten
	% Phelix Base	% Phelix Base	% Phelix Base
2007	-10,7 %	2,9 %	17,7 %
2008	-12,7 %	0,3 %	12,9 %
2009	-17,0 %	10,2 %	35,7 %
2010	-17,3 %	13,0 %	38,1 %

1.1.5.3.2 Ausgleichsenergie

Ein Teil der Prognosefehler lässt sich nicht durch den Intraday-Markt ausgleichen. In diesem Fall muss Ausgleichsenergie bezogen werden. Auch hier ist für tatsächliche Kosten die Preisdifferenz zwischen day-ahead Preis und Ausgleichsenergie entscheidend. Dieser Preisspread lässt sich analog zum Preisspread des Intraday-Marktes berechnen. Allerdings muss dabei beachtet werden, dass die letzte Intraday-Prognose der ÜNB nicht veröffentlicht wird. Erst seit Sommer 2009 werden auch die Stände des EEG Bilanzkreises veröffentlicht. Diese können als Annäherung für die Qualität der letzten verwendeten Prognose dienen. Die veröffentlichten Daten der ÜNB weisen jedoch Auffälligkeiten in Bezug auf die Tendenz des Bilanzkreissalden und die folgenden Kosten der Ausgleichsenergie auf. Aus diesem Grund sind die Daten ohne weitere Prüfung als vorläufig und mit erheblichen Unsicherheiten behaftet zu interpretieren. Desweiteren ist unbekannt, inwieweit der EEG Bilanzkreis auch durch Prognosefehler der PV und anderer EEG Technologien geprägt ist.

Tabelle 1-9: Preisspread zwischen Ausgleichsenergie und Day-ahead-Markt.

Jahr	Preisspread		Mittel	Preisspread		Gesamt
	Überschätzt	Unterschätzt	EEX	Überschätzt	Unterschätzt	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	% Phelix Base	% Phelix Base	% Phelix Base
2010	10,2	-13,6	44,49	22,9 %	-30,6 %	26.8 %

Insgesamt ergibt sich auf Basis der verfügbaren Daten ein Spread von 11.9 €/MWh bzw. ca. 26.8 % bezogen auf den Phelix Base.

Analog zum Intraday Markt sollte auch für den Bereich der Ausgleichsenergie davon ausgegangen werden, dass der Spread für die windstarken Jahre noch etwas ansteigen kann. Dies gilt insbesondere, da sich die Handelspositionen der ÜNB in den veröffentlichten Daten deutlich unterscheiden.

1.1.5.4 Kostenschätzung für typische Prognosefehler

Aus den vorangegangenen Berechnungen lassen sich Kenngrößen für derzeit übliche Prognosefehler der Day-ahead Prognose ableiten. Bezogen auf die Energiemenge ergeben sich damit folgende Orientierungsgrößen.

- Bundesweite Prognose: ca. 19-22 % MAE
- Mittleres Portfolio: ca. 23 %-30 % MAE
- Einzelwindpark: ca. 40 % MAE

Für den Bereich der letzten Intraday Prognose ergibt sich folgendes Bild: Die Bilanzkreisabweichung der ÜNB erreicht im Jahr 2010 einen Wert von 18,7 % bezogen auf die Windenergiemenge. Dieser Wert ist sehr auffällig. Ein möglicher Faktor kann hier der zusätzliche Prognosefehler der PV sein. Bezieht man die Energiesumme der Bilanzkreisabweichungen auf die Einspeisung von Wind und PV ergibt sich ein Prognosfehler von ca. 14 %. Der reine Prognosefehler im Bereich der 2h-ahead Prognose der Windenergie dürfte niedriger liegen. Die 1h-ahead Prognose erreicht noch bessere Werte. Allerdings konnte 1h-ahead Prognose durch die bis März 2011 geltende 75-minütige Vorlaufzeit der EEX nicht mehr verwendet werden. Eine verkürzte Vorlaufzeit könnte weitere Verbesserungen bringen. (Seit März 2011 gilt eine Grenze von 45 min) Einige Orientierungswerte für typische Prognosefehler finden sich in der folgenden Tabelle.

Tabelle 1-10: Orientierungswerte für typische Prognosefehler.

	MAE	MAE
	2h ahead	1h ahead
Bundesweit	11 %	7 %
Mittleres Portfolio	14-15 %	10 %
Einzelwindpark	28 %	21 %

Mit Hilfe der in Abschnitt 1.1.5.3 dargestellten Formel zur Berechnung der Prognosefehler lassen sich damit folgende Abschätzungen für die Kosten ableiten[27].

[27] Hier ergeben sich aufgrund der nun vorliegenden Analyse des Gesamtjahres leichte Verschiebungen zur Veröffentlichung: Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2011):Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 16.-18. Februar 2011. Weiterhin ist hier zu beachtten, dass hier die gesamten Kosten für den Ausgleich nur auf die Windenergie bezogen werden.

Tabelle 1-11: Abschätzung der relativen Kosten des Prognosefehlers.

	Day-ahead		Letzte Prognose		Ergebnis %
	Menge	Spread	Fehler	Spread	Phelix Base
EEG Bilanzkreis 2010[28]	13 %	-17 bis 43 %	18,70 %	26,8 %	3 % bis 11 %
Ambitioniert	20 %	20 %	11 %	30 %	7,30 %
Moderat	24 %	20 %	16 %	32.5 %	10,00 %
Großzügig	30 %	20 %	20 %	35 %	13,00 %

Die Bandbreite der ÜNB reicht dabei von für den untrealistischen Fall der jeweils besten intraday Notierungen von 3 % Phelix Base bis ca. 11 % für die maximalen Kosten.

Bei einer Windenergiemenge von 50 TWh und einem Marktpreis von 50 €/MWh ergeben sich damit folgende Werte als Anhaltspunkte für die absoluten Kosten.

Tabelle 1-12: Abschätzung der Kosten für die Prognosefehler.

	Ergebnis %	Phelix Base	Windmenge	Kosten
	Phelix Base	€	TWh	Mio. €
EEG Bilanzkreis 2010[29]	3 bis 11 %	50	50	75 bis 275
Ambitioniert	7,30 %	50	50	183
Moderat	10,00 %	50	50	250
Großzügig	13,00 %	50	50	325

1.1.5.5 Zukünftige Entwicklung der Kosten

Trotz der erwarteten Verbesserung der Prognosequalität ist die zukünftige Entwicklung mit Unsicherheiten behaftet. Sinkenden Prognosefehlern steht dabei eine erhöhte Windenergieerzeugung gegenüber. Wenn das Wachstum der Windenergie höher ausfällt, als die Verbesserung der Prognosequalität könnte es zu einem Anstieg des absoluten Fehlers und damit auch der Preisdifferenzen zwischen den Märkten kommen. Insgesamt werden aber keine dramatischen Veränderungen der absoluten und relativen Kosten erwartet.

[28] Aufgrund der Datenverfügbarkeit können für das Jahr 2010 nur Daten verwendet werden, die noch nicht durch die Bundesnetzagentur gepürft sind. Insbesondere im Bereich der Ausgleichsenergie weisen die veröffentlichen Daten Auffälligkeiten auf, die eher zu einer Unterschätzung der Kosten führen.

[29] Aufgrund der Datenverfügbarkeit können für das Jahr 2010 nur Daten verwendet werden, die noch nicht durch die Bundesnetzagentur gepürft sind. Insbesondere im Bereich der Ausgleichsenergie weisen die veröffentlichen Daten Auffälligkeiten auf, die eher zu einer Unterschätzung der Kosten führen.

1.2 Analyse und Projektion der Direktvermarktung nach §17 (IWES)

Neben den Einnahmen und Kosten der Direktvermarktung ist vor allem das Einkommen im Rahmen der EEG Festvergütung entscheidend für die Wirtschaftlichkeit einer Direktvermarktung. Die monatsweise Direktvermarktung (§ 17 EEG, § 37 EEG) ist im Hinblick auf steigende Großhandelspreise zunehmend für Anlagen mit geringer EEG-Vergütung interessant. Für folgende Anlagenkategorien kann dies relevant werden:

- Windkraftanlagen in der Grundvergütung
- EEG-Gasanlagen (Klär-, Deponie-, Grubengas)
- Altholz-Heizkraftwerke
- EEG-Wasserkraftanlagen.

1.2.1 Vergütung der EEG-Anlagen und deren Entwicklung

Für die Auswertungen der EEG-Vergütung wurden durch die BNetzA verifizierte EEG-Anlagenstamm- und Bewegungsdaten zu Verfügung gestellt (nach § 51 Abs. 3). Basierend auf den Daten des Jahres 2008 wurden entsprechende Auswertungen zur Jahresarbeit und installierten Leistung der Anlagenkategorien in den einzelnen Vergütungsklassen durchgeführt. Dabei ist grundsätzlich festzustellen, dass verursacht durch das fehlerhafte Datenmanagement von Seiten der VNB-EEG-Bilanzkreise auch von Seiten der ÜNB-EEG-Bilanzkreise und der BNetzA keine vollständige Datenbasis gewährleistet werden kann. (siehe auch AP9 Datenverfügbarkeit, Anlagenregister)

1.2.1.1 EEG-Gasanlagen

1.2.1.1.1 Aktueller Stand

Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen erhalten eine relativ geringe Grundvergütung und sind damit attraktiv für eine Direktvermarktung. Aufgrund der rückläufigen Entwicklung des Deponiegasaufkommens ist eine rückläufige Entwicklung der Gesamteinspeisung zu erwarten.

Tabelle 1-13: Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Gasanlagen.[30] [31] [32]

	Deponiegas [GWh]	Klärgas [GWh]	Grubengas [GWh]	Summe [GWh]
2008	923	1.021	1.135	3.079
2020	230	1.480	1.135	2.845

[30] IE 2009: Jahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010, Leipzig

[31] Bewertung des IWR – EEG-Erfahrungsbericht Vorhaben I

[32] Nitsch 2010: Entwicklung nach Mengengerüst der Leitstudie 2010

Nach Angaben der AGEE-Stat wurden 2008 2.208 GWh[33] nach EEG vergütet. Die EEG-Daten des Jahres 2008 beinhalten 88 % dieser Jahreseinspeisung. Speziell für Klärgasanlagen ist zu berücksichtigen, dass aufgrund des hohen Eigenstromverbrauchs auch die Direktnutzung des Stroms überwiegt (902 GWh im Jahr 2008[34]). Nach Angaben der ÜNB befinden sich im August 2010 122 MW der installierten Leistung in der Direktvermarktung[35].

1.2.1.1.2 Projektion

Da der mögliche Ausbau bis 2020 vorwiegend auf Klärgas mit der Tendenz zum Eigenstromverbrauch beruht und die Gesamteinspeisung von EEG-Gasanlagen rückläufig ist, ist auch mit einem rückläufigen absoluten Potenzial dieser Kategorie für eine Direktvermarktung zu rechnen.

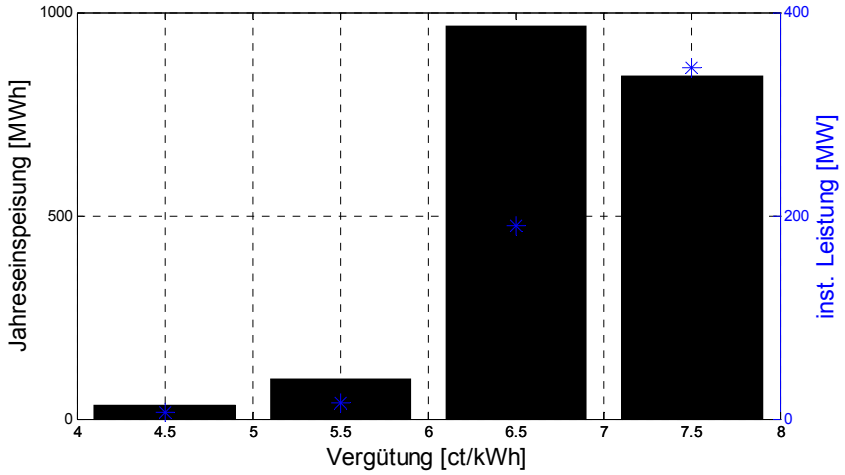


Abbildung 1-23: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Deponie-, Klär- und Grubengas.

1.2.1.2 EEG-Wasserkraft

1.2.1.2.1 Aktueller Stand

Im Jahr 2008 bestand eine Leistung von 1.274 MW EEG-Wasserkraftanlagen. Die Jahreseinspeisung unterliegt witterungsbedingten Schwankungen. Die Jahreseinspeisung 2008 betrug 4.981 GWh[36] und wurde nach Angaben der AGEE-Stat auch nach EEG vergütet. Die Verteilung der Vergütung zeigt nur einen geringen Anteil von Wasserkraftanlagen ab 5 MW mit Leistungserhöhung und Erhöhung des Elektrischen Arbeitsvermögens, welche sich vorwiegend in der unteren Vergütungsklasse befinden (4 – 5

33 AGEE-Stat 2010: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009

34 IE 2009: Jahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010, Leipzig

35 50Hertz, Amprion, EnBW, Transpower 2010: Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG

36 IE 2009: Jahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010, Leipzig

ct/kWh). Der Hauptteil der Anlagen befindet sich der der Vergütungsklasse von 6 bis 7 ct/kWh. Aufgrund der Neuregelung des EEG-2009 ist ein deutlicher Zuwachs der ökologischen Modernisierung von Altanlagen zu verzeichnen. Die Anlagen erhalten dadurch einen Bonus von 4 ct/kWh. Entsprechend ist die Verteilung der Vergütungsklassen als nicht mehr aktuell zu bewerten. Nach Angaben der ÜNB befinden sich im August 2010 123 MW der installierten Leistung in der Direktvermarktung[37].

1.2.1.2.2 Projektion

Für die zukünftige Entwicklung ist nur mit einem geringen Leistungszubau zu rechnen. In Hinblick auf die steigende Zahl von Boni für Altanlagen, ist auch mit einem rückläufigen absoluten Potenzial dieser Kategorie für eine Direktvermarktung zu rechnen.

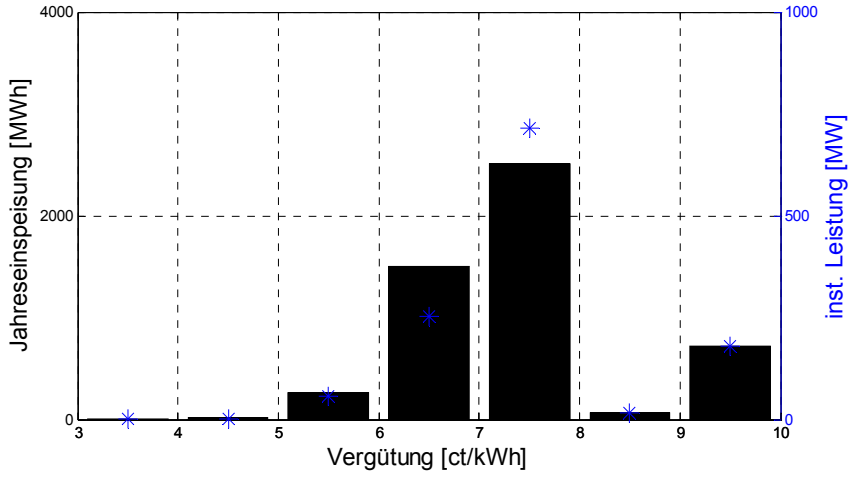


Abbildung 1-24: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Wasserkraft.

1.2.1.3 Windkraft

1.2.1.3.1 Aktueller Stand

Im Jahr 2008 bestand eine Leistung von 23.897 MW Windkraftanlagen. Die EEG-Jahreseinspeisung 2008 betrug 40.574 GWh[38]. Die Verteilung der Vergütung zeigt nur einen geringen Anteil von Altanlagen in der Grundvergütung (5 – 7 ct/kWh). Der Hauptteil der Anlagen befindet sich der der Vergütungsklasse von 8 bis 9,1 ct/kWh. Für Altanlagen – also Anlagen die bereits in der Grundvergütung sind oder in den nächsten Jahren in diese kommen könnten – ist aufgrund der Neuregelung des EEG-2009 der SDL-Bonus in Höhe von 0,7 ct/kWh zu berücksichtigen. Des weitern können diese Anlagen aufgrund von Repowering vorzeitig zurückgebaut werden.

---

37 50Hertz, Amprion, EnBW, Transpower 2010: Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG

38 AGEE-Stat 2010: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009

Nach Angaben der ÜNB befinden sich im August 2010 74 MW der installierten Leistung in der Direktvermarktung[39]. Für die zukünftige Entwicklung ist es entscheidend abzuschätzen wann welcher Anteil an Altanlagen in die Grundvergütung fällt, und inwiefern diese Entwicklung von Repowering-Projekten gegensätzlich beeinflusst wird. Offshore-Anlagen sind aufgrund der hohen Vergütung von 15 – 13 ct/kWh für eine Direktvermarktung nicht attraktiv.

1.2.1.3.2 Projektion bis 2020

Ein großes Potenzial für die Direktvermarktung nach § 17 EEG (bzw. § 37 EEG) wird in den Windkraftanlagen in der Grundvergütung gesehen. Um dieses Potenzial abzuschätzen wurde Berechnungen für die Entwicklung der Einspeisevergütung aller WEA des Anlagenbestandes (Stand Ende 2009) durchgeführt. Nicht berücksichtig sind dabei die Entwicklung der Anlagenvergütung von Neuanlagen ab dem Jahr 2010. Eine Unsicherheit stellt die Entwicklung des Repowerings von Altanlagen dar, welche die Potenziale für eine Direktvermarktung wieder reduziert.

1.2.1.3.2.1 Methodik

Die Verlängerung der Anfangsvergütung über einen Zeitraum von 5 Jahres hinaus bestimmt sich aus dem Verhältnis der kumulierten Einspeisung der WEA 5 Jahre nach Inbetriebnahme zum anlagenspezifischen 5-Jahres-Referenzertrag.[40] Um die Entwicklung der EEG-Vergütung der Bestandsanlagen zu bestimmen ist dabei eine Ermittlung der Einspeisung aller einzelnen WEA in Deutschland notwendig.

Um die Jahreserträge aller Einzelanlagen zu ermitteln, wurden mehrere Methoden exemplarisch bewertet. Dazu verfügt das IWES über folgende Datenbasis:

- vollständige Anlagendatenbank (Standort, Inbetriebnahme, Anlagentyp, Referenzertrag, Leistungskennlinie) aller WEA Deutschlands.
- Teilweise langjährige Messdaten verschiedener Windparks in Deutschland
- Daten zum veröffentlichen Referenzertrag verschiedener WEA (Anlagen die älter als 5 Jahre sind)[41]
- EEG-Bewegungsdaten der Jahre 2007, 2008
- DWD-Wetterdaten der Jahre 2006 bis 2009

---

[39] 50Hertz, Amprion, EnBW, Transpower 2010: Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG

[40] FGW: Technische Richtlinien für Windenergieanlagen – Teil 5: Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages

[41] FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien; http://www.wind-fgw.de

Aufgrund der schlechten Datenqualität der EEG-Bewegungsdaten und deren uneinheitlicher Formatierung war es nicht möglich die anlagenscharfen EEG-Bewegungsdaten auf die Anlagendatenbank des IWES zu beziehen. Da nicht auf Messwerte zurück gegriffen werden konnte, musste eine Simulation durch das physikalische Modell zur Erzeugung von Summenganglinien des IWES vorgenommen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Modell auf die veröffentlichte Hochrechnung der ÜNB der Wind-Ist-Einspeisung kalibriert ist. Es ist somit für die Nachbildung der kumulierten gesamtdeutschen Einspeisung sehr gut geeignet. Bezüglich der Einspeisung von Einzelanlagen, kommt es aber zu regional spezifischen Einflüssen (Glättungsparameter, Abschattungsverluste), die nicht nachgebildet werden können. Auch in detaillierten Planungsprojekte für Windparks kann der zu erwartenden langjährige Jahresertrag nur mit großen Unsicherheiten und einer Abweichung von 7,5 % und 15 % erfasst werden. Die Vorgehensweise unterstellt also, dass sich derartige Effekte über den Gesamtanlagenbestand beziehungsweise die für die Grundvergütung relevanten Anlagengruppe rausmitteln. Die Simulation wurde über 4 Wetterjahre durchgeführt (2006 – 2009), welche sich aus 2 guten und 2 schlechten Windjahren zusammensetzen und im Durchschnitt näherungsweise ein Normalwindjahr widerspiegeln können. Da sich für eine Einzelanlage die Verlängerung der Anfangsvergütung durch das regionale Windaufkommen während der 5 spezifischen Jahre sein Inbetriebnahme ergibt, kann es auch hier in der Praxis zu Abweichungen kommen. Um diese zu erfassen, wäre eine Berücksichtigung eines regionalen Wind-Index notwendig, was im Rahmen der Arbeiten zum EEG-Erfahrungsbericht nicht geleistet werden konnte. Die Ergebnisse konnten nicht validiert werden. Entsprechend sind sie als eine Orientierung für die Entwicklung und nicht als absolut zu interpretieren.

1.2.1.3.2.2 Ergebnisse

Nachfolgend ist die Entwicklung der installierten Leistung bzw. des mittleren Jahresertrages von WEA in der Grundvergütung dargestellt. Entsprechend würden sich 2010 ca. 125 MW in der Grundvergütung befinden, 2015 ca. 850 MW und 2020 ca. 1650 MW. Da sich diese Anlagen an guten Windstandorten befinden die hohe Volllaststunden ermöglichen ist die potenzielle Jahresarbeit für Anlagen in der Grundvergütung anteilsmäßig höher. Diese Angaben beziehen nicht das zukünftig umsetzbare Repowering, beinhalten jedoch die bis Ende 2009 abgeschlossen Repowering-Projekte.

Diese Ergebnisse müssen jedoch durch das Potenzial für Repowering relativiert werden. Vorteile des Repowerings werden vor allem in der besseren Ausnutzung windstarker Standorte gesehen. Auch wirtschaftlich ist dieses Potenzial fast ausschleßlich für Anlagen in der Grundvergütung zu sehen. Zwar muss beachtet werden, dass Anlagen die vor 1996 errichtet wurden, sich häufig nicht in Windvorranggebieten befinden. Doch durch die Neuregelung in EEG 2009 – WEA können an einem beliebigen Ort im selben oder benachbarten Landkreis ersetzt werden – ist auch hier die

Hürde für die Erschließung des Potenzials abgesenkt. Bisher wurde bis Mitte 2009 bereits 480 MW WEA im Rahmen von Repowering-Projekten realisiert (zusätzliche Leistung unter Abzug des Anlagenrückbaus[42]. In einer Marktstudie der KPMG wird bei einer Höhenbegrenzung von 100m bis 2020 ein minimaler Zubau von 1080 MW erwartet bei einem Rückbau von Altanlagen von 347 MW. Als maximales Szenario werden dagegen 8750 MW Zubau und 2980 MW Rückbau angegeben.[43]

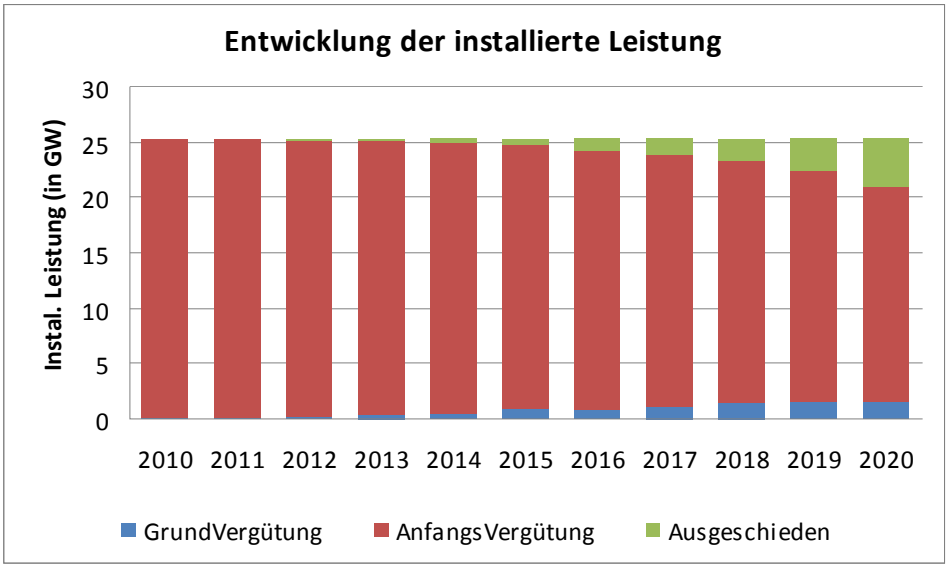


Abbildung 1-25: Entwicklung der Vergütung der installierte Leistung des Anlagenbestandes 2009 von WEA bis 2020.

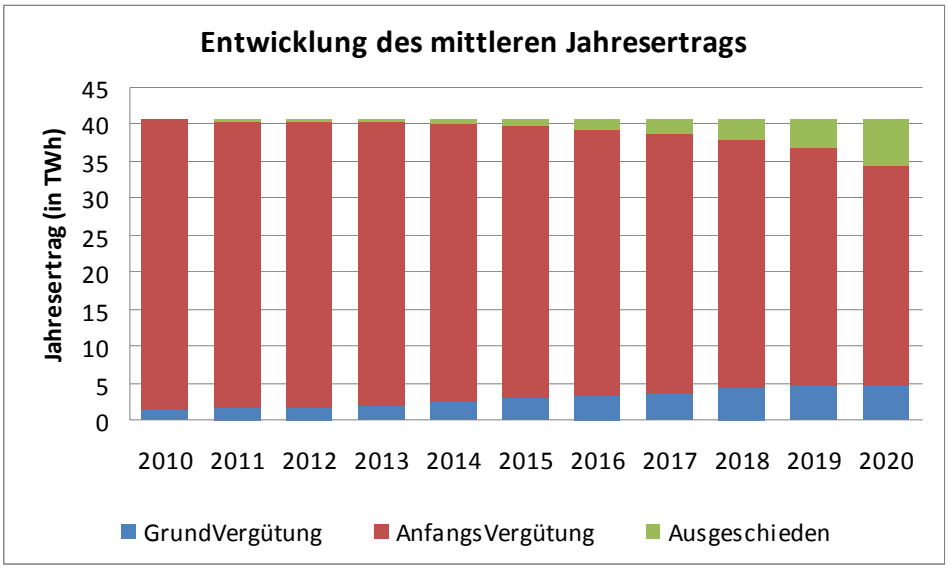


Abbildung 1-26: Entwicklung der Vergütung des mittleren Jahresertrages des Anlagenbestandes 2009 von WEA bis 2020.

[42] Deutsche Windguard 2009: Fallsammlung erfolgreich abgeschlossener Repoweringprojekte.

[43] KPMG AG 2009: Onshore-Windenergie – Repowering-Potenziale in Deutschland – Marktstudie

1.2.1.3.2.3 Fazit

Dies Zahlen verdeutlichen, dass das Potenzial für eine Direktvermarktung von WEA nach § 17 EEG als relativ gering angesehen werden muss. Trotz der Unsicherheiten ist davon auszugehen, dass ein Großteil der Anlagen die potenziell in die Grundvergütung fallen könnten, durch Repowering-Projekte zurückgebaut werden.

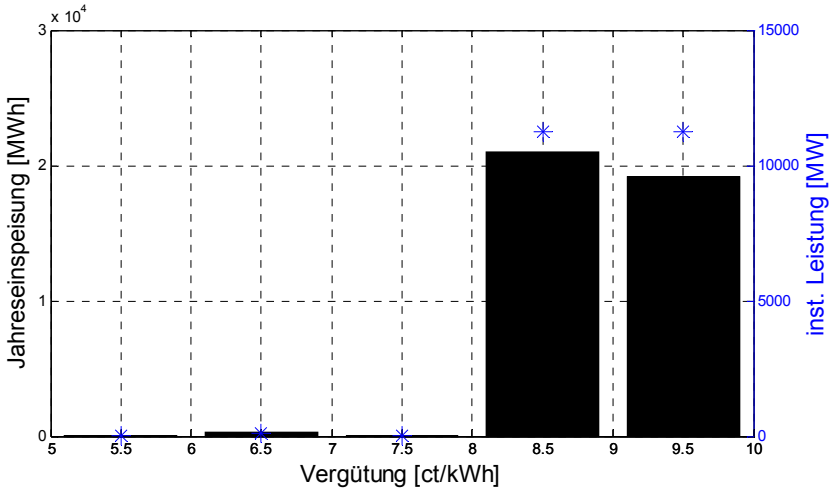


Abbildung 1-27: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Windkraft.

1.2.1.4 Biomasse

1.2.1.4.1 Aktueller Stand

Nach Angaben der AGEE-Stat wurden 2008 18.947 GWh[44] nach EEG vergütet. Die Verteilung der Vergütung zeigt eine deutliche Zweiteilung zwischen Anlagen in einer unteren Vergütungskategorie (6) 8 – 10 ct/kWh (vorwiegend Anlagen die keine NaWaRo einsetzen wie Altholzanlagen und Abfallbiogasanlagen) und Anlagen in einer Oberen Vergütungskategorie 16 – 20 ct/kWh. Nach Angaben der ÜNB befinden sich im August 2010 0,8 MW der installierten Leistung in der Direktvermarktung[45].

1.2.1.4.2 Projektion

Für die zukünftige Entwicklung ist mit einem Zubau von vorwiegend KWK-Anlagen (Biomethan-BHKW, ORC) und Gülle-Biogasanlagen zu rechnen, welche sich tendenziell in einer niedrigeren Leistungsklasse befinden. Für diese Anlagentypen ist entsprechend von einer höheren Vergütung aus-

---

44 AGEE-Stat 2010: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009

45 50Hertz, Amprion, EnBW, Transpower 2010: Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG

zugehen. In Hinblick auf eine Direktvermarktung ist somit nicht von zusätzlichen Potenzialen auszugehen.

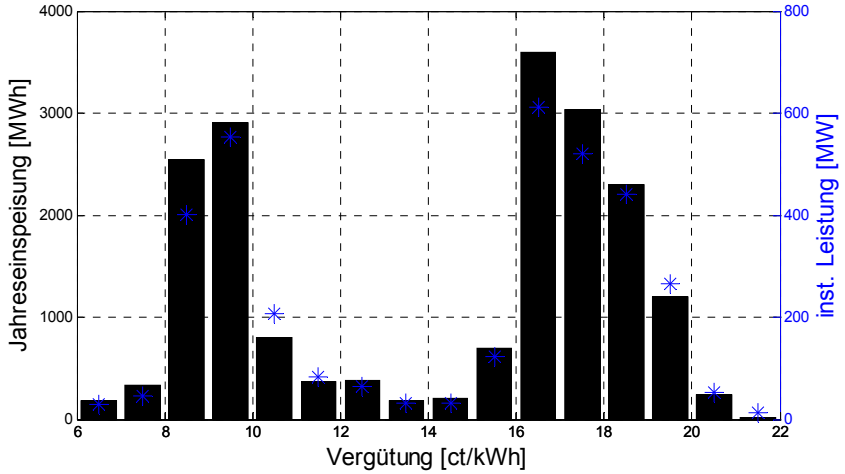


Abbildung 1-28: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Biomasse.

1.2.1.5 Geothermie

Die Verteilung der EEG-Vergütungsklassen, wie sie sich aus den EEG-Daten für das Jahr 2008 ergibt ist, an dieser Stelle nur der Vollständigkeit halber dargestellt. Für eine Direktvermarktung sind die Energiemengen bislang kaum relevant.

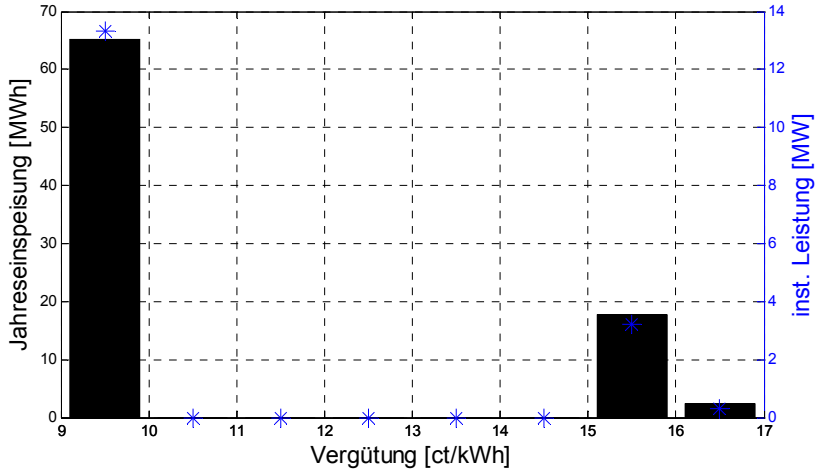


Abbildung 1-29: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Geothermie.

1.2.1.6 Solarenergie

Bei der Vergütung der Photovoltaik ist eine Differenzierung zwischen Freiflächenanlagen und Dachflächen sowie zwischen den Inbetriebnahme-

Jahren zu erkennen. Aufgrund der Höhe der Vergütung sind die Energiemengen für eine Direktvermarktung nicht relevant.

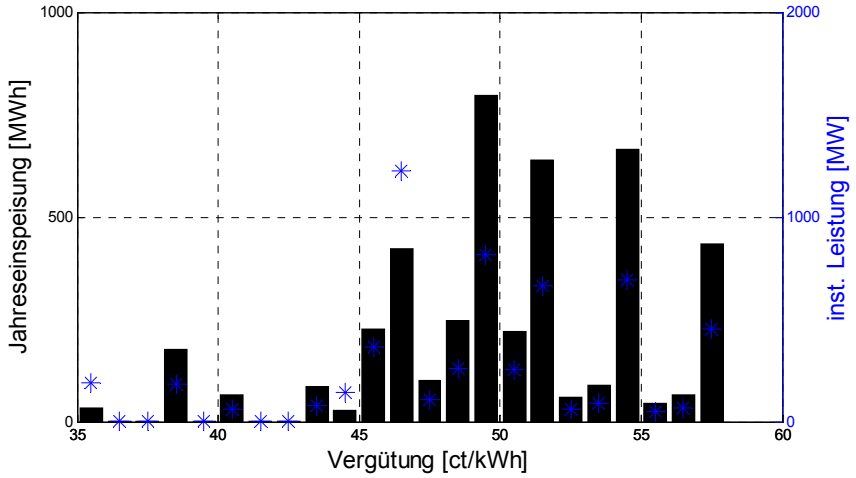


Abbildung 1-30: Klasseneinteilung der EEG-Vergütung 2008 für Solarenergie.

1.2.2 Fazit

Wie in folgender Abbildung ersichtlich ist, befindet sich nur ein geringer Teil der EEG-Anlagen auf der Schwelle zu Direktvermarktung nach §17 ohne weitere Förderungen. Wie die Ausführungen dargestellt haben sind als relevante Potenziale EEG-Gasanlagen, Wasserkraft, Biomasse-Reststoffanlagen zu nennen. Hierbei ist aber tendenziell von einer Verringerung dieses Potenzials auszugehen. Zukünftig sind besonders Windkraftanlagen in der Grundvergütung zu berücksichtigen. Aber auch hier muss das Potenzial durch die zu erwartende Marktwertverminderung aufgrund des Merit-Order-Effektes und der Wirkung des Repowerings relativiert werden.

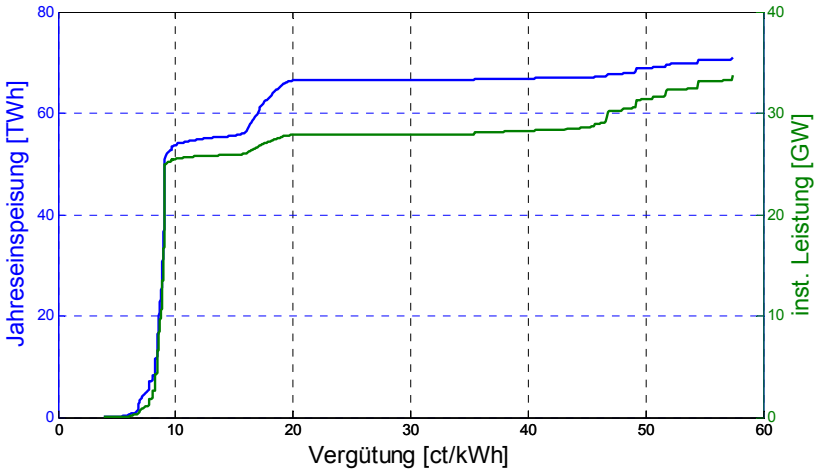


Abbildung 1-31: Gesamte kumulierte Einspeisung und inst. Leistung von EEG-Anlagen gemäß EEG-Vergütung 2008.

1.3 Analyse und Projektion der Vermarktung mit Grünstromprivileg nach §37 EEG (ISI/ZES)

1.3.1 Aktueller Stand und Projektion (ISI)

Durch die Nutzung des §37 wird ein zweites privat organisiertes Wälzungssystem etabliert. Derzeit wirkt der §37 für die Vermarkter als Bonus in Höhe der doppelten EEG Umlage. Finanziert wird dieser Bonus durch die Letztverbraucher, die Strommengen nach § 37 abnehmen. Dadurch werden Differenzkosten aus dem etablierten Wälzungssystem in eine private Kostenwälzung überführt. Diese Verschiebung der Differenzkosten geht allerdings auch mit einer Verschiebung der „Kaufkraft" einher. Dem etablierten Wälzungssystem werden Einnahmen in Höhe der doppelten Ausstiegsmenge multipliziert mit der EEG Umlage entzogen. Dieser Betrag ist deutlich höher als die verschobenen Differenzkosten.

Zur Abschätzung der Wirkung des §37 wird im Folgenden eine Bestimmung der maximalen Wirkung des Grünstromprivilegs vorgenommen. Zu Grunde gelegt ist dabei die EEG Mengenprognose für das Jahr 2011 der ÜNB und eine EEG Umlage von 35,3[46] €/MWh. Zur Sicherstellung der EEG Quote von 50 % wird davon ausgegangen, dass die Anbieter einer Sicherheitsmarge von 5 % EEG Strom einkalkulieren. Die tatsächlich angestrebte Quote erreicht also 55 %. Auf Basis des für 2010 unterstellten Marktpreises von 50,74 €/MWh ergibt sich somit ein potentielles Einkommen etwas oberhalb von 115 €/MWh für regelbare Anlagen. Auch im Bereich der Windenergie dürften die Einnahmen etwas oberhalb von 100 €/MWh liegen.

Somit lässt sich ein Potential von ca. 68 TWh EEG Strom für die Vermarktung errechnen. Insgesamt könnten bis zu 123 TWh Strom von der EEG Umlage befreit werden. Die EEG Umlage steigt in diesem Fall um ca. 0,5 Cent/kWh. Insgesamt wird der EEG Umlage eine Kaufkraft von 4,2 Mrd. € entzogen. Die Senkung der EEG Differenzkosten beträgt jedoch lediglich ca. 3 Mrd. €. Somit steigen die Kosten des Gesamtsystems um ca. 1,2 Mrd. €.

Die Übertragungsnetzbetreiber kommen in ihrer Prognose vom 15. Oktober 2010 zu einem deutlich niedrigeren Ergebnis. Dies ist insbesondere einem sehr hohen Sicherheitsabschlag von 20 % auf die gesamten Einnahmen geschuldet. Unter dieser Annahme ergibt sich ein Potential von 36,7 TWh. Hier wird zusätzlich angenommen, dass nur 1/3 des Potentials kurzfristig aktiviert werden kann. Somit wird in der ÜNB Prognose eine Vermarktungsmenge von 12,3 TWh abgeschätzt. Auf Basis dieser sehr konservativen Schätzung der ÜNB steigen die Gesamtkosten des Systems um ca. 300 Mio. €. Die Umlage steigt um etwas mehr als 0,1 Cent/kWh.

[46] EEG Umlage 2011,http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg_kwk/hs.xsl/484.htm

Selbst die deutlich niedrigeren Zahlen der ÜNB verdeutlichen, dass hier dringender Handlungsbedarf besteht um die erhebliche Erhöhung der EEG Umlage durch das Grünstromprivileg zu begrenzen.

1.3.2 Zielsetzung des ‚Grünstromprivilegs' (IZES)

Das sogenannte ‚Grünstromprivileg', das sich heute im §37 Abs. 1, Satz des EEG 2009 findet, fand seinen Eingang in das EEG im Jahr 2000. In der am 25.2.2000 von Bundestag beschlossenen und am 1.4.2000 in Kraft getretenen Version wurde folgender, inhaltlich neuer § 11, Abs. 4, Satz (1 und) 2 eingefügt:

„Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, sind verpflichtet, den von dem für sie regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2 abgenommenen Strom anteilig abzunehmen und zu vergüten. Satz 1 gilt nicht für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die, bezogen auf die gesamte von ihnen gelieferte Strommenge, zu mindestens 50 vom Hundert Strom im Sinne des § 2 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 2 liefern."

In der damaligen Begründung dieser Neuerung wurde diese Ausnahme von der Aufnahme- und Vergütungspflicht für den EEG-Strom damit begründet, dass Elektrizitätsunternehmen, deren Lieferportfolio mehrheitlich Strom aus Erneuerbaren Energien umfasse, „dem Verursacherprinzip entsprechend – bereits dem Umwelt- und Klimaschutz ausreichend genüge tun."[47]

Die Idee, die somit anfänglich hinter dem 'Grünstromprivileg' stand, ist die Unterstützung von (neuen) Händlern, die ein Stromprodukt anboten, das sich qualitativ-ökologisch vom am Markt angebotenen ‚Graustrom' abhob.

Diese im Jahr 2000 gemachte Ausnahmeregelung, die im Kontext des alten Wälzungsmechanismus und bei einer damals noch einstelligen EEG-Quote erarbeitet wurde, hat seither zur Entwicklung eines eigenen Marktsegmentes geführt, in dem sich auch vollständig neue Stromhändler etablieren konnten.

Die Einführung der reformierten EEG-Umlage im Jahre 2010, in der der physische Wälzungsmechanismus mit dem Börsenverkauf des EEG-Stromes unterbrochen wird und die monetäre Rückwälzung mittels einer pauschalierten Umlage auf jede (nicht-)privilegierte Kilowattstunde Stromendverbrauch geschieht, führt zu vollständig veränderten Rahmenbedingungen für den § 37. Vor allem die gegenwärtig sehr stark angestiegene EEG-Umlage und die damit möglichen Mitnahmeeffekte erfordern eine dringende Anpassung der konkreten Ausgestaltung des ‚Grünstromprivilegs', sofern die Aufrechterhaltung und Förderung dieses Marktsegments beibehalten werden soll.

[47] Vgl. www.IWR.de o.J. [EEG 2000, unter: www.iwr.de/re/iwr/info0005.html, Abruf am 25.10.2010

1.3.3 Komponenten der Lenkungswirkung des Grünstromprivilegs (IZES)

Die ursprüngliche Intention des § 37 war es somit, (neue) Stromhändler, deren Lieferportfolio sich durch einen *überwiegenden* Anteil von EEG-Strom auszeichnete, zu fördern oder die weitere Entwicklung solcher Geschäftsmodelle anzureizen. Das Grünstromprivileg ist damit nicht als statisches Instrument anzusehen, denn die Rahmenbedingungen für die Entwicklung bzw. den Ausbau solcher Geschäftsmodelle sind ebenso Änderungen unterworfen. Bedeutend ist jedoch, dass mit diesem Passus des §37 an erster Stelle ein *qualitatives* Merkmal unterstützt werden soll.

Instrumentell könnten folglich bei einer Weiterentwicklung des § 37 zwei unterschiedliche Ansatzpunkte unterschieden werden:

- qualitative Anforderungen an das Portfolio der umlagebefreiten Stromlieferanten, die die eingeräumten finanziellen Vorteile rechtfertigen sollen
- die konkrete Höhe und Ausgestaltung der finanziellen Entlastung.

Da die als ökologisch hochwertig erachtete Ausgestaltung des (lieferantespezifischen) Portfolios das auslösende Moment für die Umlagebefreiung ist, bietet sich die stärkere Nutzung qualitativer Anforderungen an den gelieferten Strom als Möglichkeit der Weiterentwicklung des § 37 an.

Die Inanspruchnahme des § 37 umfasst (zumindest rechtlich betrachtet) zwei ‚Arten' von Strom, die im Folgenden getrennt betrachtet werden sollen:

- den Mindestanteil von 50 % Strom, der gemäß den §§ 23-33 abnahme- und vergütungspflichtig sein muss:
- den zur Komplettierung des Lieferportfolios weiterhin notwendigen Strom, der bislang keinerlei spezifischen Anforderungen unterworfen ist.

Folgende Anforderungskriterien an den EEG-Anteil könnten hierbei weiterhin untersucht werden:

- Mindestanteile bestimmter fluktuierender Energieträger,
- Ausschluss von bereits nahe an den EEX-Preisen stehenden regelbaren Erneuerbaren, v.a. von Deponie-, Klär- oder Grubengasanlagen,
- Mindestanteile ‚teurerer' regelbarer EEG-Anlagen gemäß §27 und 28 EEG bzw.
- Vollständige Zusammensetzung des gesamten Portfolios aus Strom gemäß den §§ 23 bis 33 EEG.

Ebenso sollten auch weitergehende qualitative Anforderungen an den notwendigen zusätzlichen Strom erwogen werden:

- vollständiger Ausschluss von Strom aus fossilen Energieträgern, wobei eine Ausnahme für Strom aus hocheffizienter KWK im Sinne des KWK-Vorrangs hier durchaus bedenkenswert ist
- vollständiger Ausschluss von RECS-Zertifikaten oder vergleichbaren Produkten.

Zusätzlich sollten Maßnahmen erwogen werden, die die missbräuchliche (Aus-)Gründung von Unternehmen als Grünstromunternehmen verhindern. Bislang stellt der § 37 keine qualitativen Anforderungen an die Unternehmen selbst, was dazu führen könnte, dass konventionelle Stromhändler mit breiten Stromlieferportfolien eigene Unternehmen ausgründen könnten, die zwar unter das Grünstromprivileg fallen, während das Portfolio der Holding keinerlei besonderen ökologischen Ansprüchen gerecht wird.

Die Höhe und konkrete Ausgestaltung der finanziellen Entlastung sind in Abhängigkeit der qualitativen Anforderungen an das Grünstromportfolio zu definieren. Dabei bieten sich auch Kombinationen verschiedener Maßnahmen an, deren gegenseitige Wechselwirkungen genauer untersucht werden sollten.

Generell können hier folgende Maßnahmengruppen unterschieden werden:

- Erhöhung des EEG-Quorums, das heißt des Mindestanteils von nach EEG vergütungspflichtigem Strom. Damit sinkt wohl der Anteil des quasi ‚quersubventionierten' Stroms, die Einhaltung des Quorums wird aber gerade bei fluktuierenden Energieträgern damit auch schwieriger
- Festlegung der Höhe der Umlagebefreiung auf einen bestimmten Wert in €, z. B. in Höhe der EEG-Umlage von 2010: Dieser Wert könnte in regelmäßigen Zeitabständen auf Grund klar definierter Kriterien (EEX-Strompreis, niedrigster Satz der EEG-Grundvergütung für z. B. für Windenergie) angepasst werden. Dabei sollte dieser Wert so bemessen sein, dass er dem Stromhändler die notwendigen Zusatzaufwendungen für den Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung ausgleicht.

1.3.4 Optionen zur Weiterentwicklung des §37 (ISI/IZES)

Generell gilt, dass jede Strategie, die in § 37 zu vermarktenden Mengen zu begrenzen sich an der Vergütungskurve orientieren muss. Sobald sich eine rentable Nutzung in den Bereich der Windenergie verschiebt, werden große Mengen erfasst und die Kosten steigen entsprechend. Eine Darstellung der Strommengen und Vergütungsstufen findet sich in Abbildung 1-32. Die Abbildung zeigt, dass im Vergütungsbereich von ca. 80-97 €/MWh die größten Strommengen vorhanden sind.

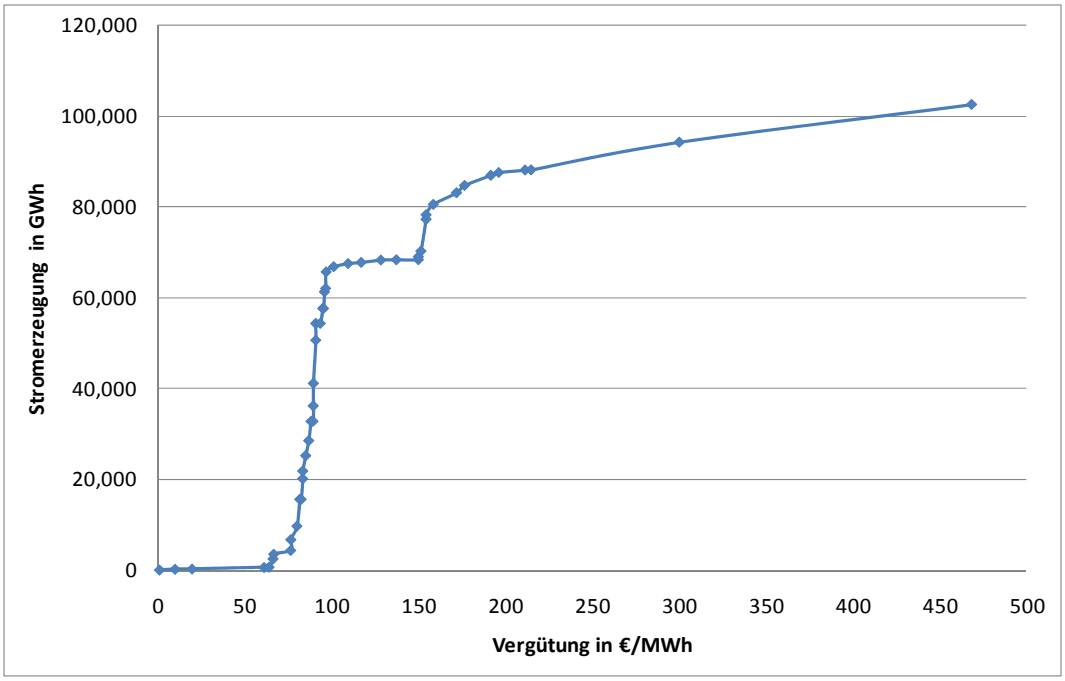


Abbildung 1-32: Strommengen und EEG Vergütungsstufen im Jahr 2011 (vereinfacht).

Im den folgenden Abschnitten werden einige Optionen zur Weiterentwicklung des §37 vorgestellt.

1.3.4.1 Abschaffung (ISI)

Eine Abschaffung des Grünstromprivilegs würde die Zusatzkosten des Systems komplett einsparen. Somit entfallen potentiell unerwünschte Interaktionen mit anderen Instrumenten und eine mögliche Quersubvention von Ökostromprodukten durch die EEG Umlage. Allerdings würde auch das bestehende Marktsegment der Nutzer des Grünstromprivilegs komplett abgeschafft. Eine Vermarktung von EEG Anlagen als Ökostromprodukt ist über §17 jedoch weiterhin möglich.

1.3.4.2 Dynamische Berechnung der EEG Quote (ISI)

Das Ziel der Begrenzung des Marktsegmentes könnte durch eine Anpassung der EEG Quote erreicht werden. Im Rahmen des Grünstromprivilegs konnten im Jahr 2010 Einnahmen von 79,3 € erzielt werden.[48] Wenn das Marktsegment in gleicher Größenordnung erhalten bleiben soll, dann könnte dieser Wert als Basis für eine Anpassung des Systems herangezogen werden.

$$Quote = \frac{EEG\ Umlage}{79{,}3 - Marktpreis} - 5\,\%$$

[48] Annahmen: Durchschnittlicher Marktpreis bis 5.10: 42,22 €/MWh, EEG Quote 50 %+5 % Sicherheitsaufschlag

Aus der Formel ergibt sich für das Jahr 2011 bei einer EEG Umlage von 35 €/MWh und einem Marktpreis von 50,7 €/MWh allerdings eine notwendige Quote von mehr als 100 %. Eine weitere Begrenzung erscheint also notwendig.

1.3.4.3 Begrenzung der Höhe der Umlagebefreiung (ISI)

Eine einfache Lösung in diesem Fall wäre eine Begrenzung der Höhe der EEG Umlagebefreiung. Die geforderte EEG Quote könnte mit 95 % festgesetzt werden. Die Höhe der Umlagebefreiung könnte dann jedes Jahr im Zuge des ÜNB Jahresprognose nach folgender Formel bestimmt werden.

$$Umlagebefreiung = 95\,\% \cdot \left(\frac{79{,}3\,€}{MWh} - Marktpreis \right)$$

Für das Jahr 2011 ergäbe sich dann eine Begrenzung der Umlagebefreiung auf ca. 27,13 €/MWh. Für die unter Nutzung des §37 vermarktete Strommenge verbleibt also eine zu zahlende EEG Umlage von ca. 8,27 €/MWh. Dieser Vorschlag erlaubt eine effektive Begrenzung der Wirkung §37 auf die Höhe der Umlage. Das Marktsegment bliebe in seiner heutigen Form erhalten. Durch die Orientierung an der ÜNB-Prognose und die Verwendung einer einfachen Formel bleibt auch die Umsetzung des Systems relativ einfach.

1.3.4.3.1 Vereinfachtes Begrenzungsmodell (ISI)

Auf Basis der Darstellung unter 1.3.4.3 kann auch eine weiter vereinfachte Lösung entwickelt werden, die auf die Berücksichtigung des Marktpreises verzichtet. Allerdings verliert die Lösung somit etwas an Zielgenauigkeit. Die Entwicklung des Marktpreises an der EEX dürfte sich bis 2015 im Bereich zwischen 40 €/MWh und 60 €/MWh bewegen. Wird die EEG Quote auf 85 % festgelegt und eine maximale Umlagebefreiung von 20 €/MWh gewährt, ist sichergestellt, dass die Mehrkosten des §37 bis zu einem Marktpreis von 60 €/MWh unterhalb von 130 Mio. € liegen. Die Erhöhung der EEG Umlage beträgt somit max. 0,3 €/MWh bzw. 0,03 Cent/kWh.

1.3.4.3.2 Modulare Weiterentwicklung des Grünstromprivilegs (IZES)

Entsprechend der unter 1.3.2 erläuterten ursprünglichen Zielsetzung des Grünstromprivilegs und gemäß der unter 1.3.3 getroffenen Unterscheidung zwischen qualitativen Anforderungen und der finanziellen Ausgestaltung der Umlagebefreiung wird hier folgende modulare Weiterentwicklung des §37 empfohlen:

- keine Umlagebefreiung für den Zukauf von fossilem Strom (mögliche Ausnahme: KWK-Vorrang)
- keine Umlagebefreiung für Strom mit RECS-Zertifikaten, d.h. der zugekaufte Strom sollte sich physikalisch-bilanziell im eigenen Bilanzkreis des Lieferanten befinden

- Einführung einer jeweils dynamischen Erhöhung des EEG-Quorums oder Absenkung der absoluten Höhe der EEG-Umlagenbefreiung
- Erwägung weitergehender Anforderungen an den Strom des EEG-Quorums wie z. B. den Ausschluss von Deponie-, Klär- und Grubengas bzw. bestimmter Mindestquoten der übrigen nach den Paragraphen 27 bis 33 EEG vergütungspflichtigen Energieträgern
- Erwägung eines Passus, der die missbräuchliche Ausgründung von Grünstromunternehmen durch Konzerne, die im Ganzen nur schwerlich den Ansprüchen des §37 genügen, verhindert.

1.3.5 Empfehlung zu §37 (ISI/IZES)

Es wird dringend empfohlen, die Auswirkungen des §37 zu begrenzen bzw. ihn so zu modifizieren, dass damit wieder im Wesentlichen seine ursprüngliche Intention, das Marktsegment ‚Grünstrom' zu fördern, ermöglicht wird, ohne Mitnahmeeffekte zu generieren. Hierzu stehen mit den Vorschlägen

- Begrenzung der Höhe der EEG Umlagebefreiung,
- Vereinfachtes Begrenzungsmodell,
- modulare Weiterentwicklung des Grünstromprivilegs

einige tragbare Vorschläge aus dem Forschungskonsortium zur Verfügung.

1.4 Rechtliche Aspekte der Direktvermarktung (BBH)

1.4.1 Rechtliche Analyse der §§ 16 und 17 EEG (BBH)

Das EEG 2009 enthält in den §§ 16 und 17 erstmals Regeln zur Direktvermarktung von EEG-Strom. Die Regeln sind ohne Vorbild in den bisherigen Fassungen des EEG. Im Folgenden soll untersucht werden, ob und ggfs. welche rechtlichen Probleme bei der Anwendung der Normen zur Direktvermarktung im EEG bestehen können.

1.4.1.1 Anmeldung und Abmeldung der Direktvermarktung

Das EEG schreibt in § 17 Abs. 1 EEG vor, dass Anlagenbetreiber, die Strom direkt vermarkten wollen, dies „vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats" Netzbetreibern mitzuteilen haben. Außerdem muss der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber gemäß § 17 Abs. 3 EEG „vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats" mitteilen, wenn er aus der Direktvermarktung in die EEG-Vergütung zurückkehren möchte. Diese Regelungen machen eindeutige Vorgaben über Umfang und Fristen der Meldepflichten.

Unklar könnte allenfalls die notwendige Form der Mitteilung sein. § 17 Abs. 1 und 3 EEG schreiben zwar weder Textform noch Schriftform vor. Allerdings wird in der Praxis allein aus Beweisgründen in der Regel jeden-

falls Textform gewählt werden.[49] Eine bestimmte Form der Mitteilung kann auch in Einspeiseverträgen zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern vereinbart werden. Klarstellend könnte man zwar unter Umständen im Gesetz regeln, dass eine bestimmte Form vorgeschrieben wird. Da ein größeres Konfliktpotential in diesem Bereich nicht bestehen dürfte, erscheint dies aber nicht als vordringlich.

1.4.1.2 Sanktionen bei unterbliebener Anmeldung bzw. Abmeldung

Wie ausgeführt, enthält das EEG in den §§ 16 und 17 Pflichten der Anlagenbetreiber über die Anmeldung und Abmeldung der Direktvermarktung. Durch die Meldepflichten soll insbesondere gewährleistet werden, dass die Netzbetreiber Planungssicherheit erhalten und sich auf den Umfang der eingespeisten Strommengen einstellen können. Das EEG macht die An- und Abmeldung der Direktvermarktung zur Voraussetzung für die Zulässigkeit der Direktvermarktung.

Um die Einhaltung der Pflichten des Anlagenbetreibers zu gewährleisten, sieht das EEG in § 16 Abs. 5 die Sanktion vor, dass der EEG-Vergütungsanspruch entfällt, wenn der Anlagenbetreiber seinen Pflichten nach den §§ 17 Abs. 2 und 3 EEG nicht nachkommt. Allerdings lässt diese Form der Sanktion in bestimmten Fällen Interpretationsspielraum für Inhalt und Umfang der Sanktionen. Grundsätzlich sind für die Verletzung der Meldepflichten verschiedene Konstellationen zu unterscheiden:

1.4.1.2.1 Rückkehr in die EEG-Vergütung

Zum Ersten ist der Fall denkbar, dass der Anlagenbetreiber den Strom direktvermarktet und nunmehr die Rückkehr in die EEG-Vergütung nicht fristgemäß anmeldet. In diesem Fall ist die Konsequenz wohl ohne Weiteres, dass die EEG-Vergütung erst wieder ab dem Monat verlangt werden kann, ab dem die Meldefrist eingehalten ist. Da die Mitteilung über die Rückkehr in die EEG-Vergütung „vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats“ gemacht werden muss, kann die EEG-Vergütung also frühestens im jeweils übernächsten Kalendermonat beansprucht werden.

Allerdings lässt § 16 Abs. 5 EEG grundsätzlich auch einen längeren Ausschluss der Vergütung zu. Denn nach § 16 Abs. 5 EEG besteht „keine Pflicht zur Zahlung der EEG-Vergütung“, wenn der Anlagenbetreiber die Pflichten zur Anmeldung und Abmeldung der Direktvermarktung nicht eingehalten hat. Es wäre also vom Wortlaut des § 16 Abs. 5 EEG her sogar denkbar, dass der Vergütungsanspruch dauerhaft entfiele. Eine solche Auslegung wäre aber wohl zweckwidrig und unverhältnismäßig und daher kaum vertretbar. In der Kommentarliteratur wird eine solche Auffassung auch nicht vertreten. Unter Berücksichtigung des Sinns und Zwecks der Norm sowie der Angemessenheit erscheint der Ausschluss der Vergütung

[49] Vgl. auch *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 17 Rn. 19.

lediglich bis zur Einhaltung der Meldefrist angemessen. Auch wenn § 16 Abs. 5 EEG einen längeren Ausschluss der Vergütung vom Wortlaut her zulässt, erscheint eine Klarstellung hier angesichts des aufgrund der teleologischen Auslegung zu erzielenden Ergebnisses jedenfalls nicht vordringlich.

Fraglich ist außerdem, ob der Anlagenbetreiber bei einer Einspeisung des Stroms bis zu dem Zeitpunkt, ab dem die Meldefrist für die Rückkehr in die EEG-Vergütung eingehalten ist, einen Anspruch zumindest auf den üblichen Preis für den Strom hat.[50] Nach § 8 Abs. 1 EEG ist der Netzbetreiber zur Abnahme des Stroms verpflichtet. Diese Abnahmepflicht wird durch die Meldepflichten in § 17 EEG nicht berührt. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber grundsätzlich zur Abnahme des Stroms vom Anlagenbetreiber verpflichtet ist, auch wenn der Anlagenbetreiber noch eine Direktvermarktung angemeldet hat. Es entfällt gemäß § 16 Abs. 5 i. V. m. § 17 lediglich der EEG-Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers.

Eine Pflicht des Netzbetreibers zur Zahlung einer Vergütung für den erhaltenen Strom ist dem Gesetz in diesem Fall jedoch nicht zu entnehmen und erscheint wohl auch nicht erforderlich. Ein Schutz des Anlagenbetreibers ist nicht notwendig, da der Anlagenbetreiber nicht zur Direktvermarktung verpflichtet ist und auch die Meldefristen ohne Weiteres einhalten kann. Wenn ihm etwa der Dritte den Strom nicht mehr abnimmt, kann er den Strom an der Börse vermarkten. Der Netzbetreiber andererseits kann mit dem von dem Anlagenbetreiber gelieferten Strom nichts anfangen. Eine Einstellung in den EEG-Bilanzkreis ist nicht sinnvoll, da die Vergütungsvoraussetzungen gemäß § 16 Abs. 5 EEG nicht eingehalten sind und damit kein Anspruch auf Vergütung gegen den ÜNB geltend gemacht werden könnte. Eine sonstige Vermarktung kann vom Netzbetreiber nicht verlangt werden, da dies nicht zum Geschäft des Netzbetreibers gehört. Sollte der Netzbetreiber den Strom gleichwohl gewinnbringend nutzen können, kommt eine Auskehrung der Erlöse über die Grundsätze der aufgedrängten Bereicherung in Betracht.

1.4.1.2.2 Verspätete Anmeldung der Direktvermarktung

Zum Zweiten ist der Fall denkbar, dass der Anlagenbetreiber die Direktvermarktung vorher anmeldet, dabei jedoch nicht die gesetzliche Monatsfrist einhält. Aus Sicht der Vermarktung erscheint eine Anmeldung der zu vermarktenden EEG-Strommengen noch bis zur spätesten Mitteilung von Fahrplänen nach § 5 Abs. 1 StromNZV möglich, die grundsätzlich noch bis zum Vortag zulässig ist.

Bei einer verspäteten Anmeldung der Direktvermarktung entfällt nach § 16 Abs. 5 EEG der Anspruch auf die EEG-Vergütung, da die Pflichten nach § 17 Abs. 2 und 3 EEG nicht eingehalten wurden. Der Entfall der EEG-Vergütung erscheint jedoch nicht als zweckmäßige Sanktion, da der Anla-

[50] Vgl. dazu auch *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 17 Rn. 10.

genbetreiber ja gerade direkt vermarkten will und überhaupt keine EEG-Vergütung geltend machen will.

Eine Sanktion würde also erfordern, dass der Anlagenbetreiber die EEG-Vergütung für einen Zeitraum vor der Direktvermarktung verliert. Die EEG-Vergütung entfällt in jedem Fall für den gesamten Monat, in dem der Anlagenbetreiber direkt vermarktet. Dies ergibt sich aus § 17 Abs. 1 Satz 2 EEG, wonach der Vergütungsanspruch im gesamten Monat entfällt, in dem direkt vermarktet wird. Diese Wirkung des § 17 Abs. 1 Satz 2 EEG setzt nicht voraus, dass die Direktvermarktung angemeldet ist. Es wäre auch widersinnig, wenn die angemeldete Direktvermarktung negativere Konsequenzen hätte, als die nicht angemeldete Direktvermarktung.

Fraglich ist aber, ob aufgrund der verspäteten Anmeldung weitere Sanktionen gegen den Anlagenbetreiber bestehen. Eine denkbare Sanktion wäre, dass die EEG-Vergütung für den Zeitraum vor der Direktvermarktung, bis zu dem eine rechtmäßige Anmeldung der Direktvermarktung möglich gewesen wäre, entfiele. Allerdings ergeben sich für einen solchen rückwirkenden Entfall der EEG-Vergütung keine eindeutigen Hinweise im Gesetz. Systematisch würde eine solche Folge zwar durchaus Sinn machen. Ob eine solch weitgehende Konsequenz ohne Anhaltspunkt im Gesetz angenommen werden kann, erscheint jedoch äußerst fraglich.

Andererseits könnten Sanktionen erforderlich sein, um die Einhaltung der Monatsfrist für die vorherige Anmeldung der Direktvermarktung effektiv durchzusetzen. Denn wenn es für den Anlagenbetreiber letztlich egal ist, ob er die Direktvermarktung pünktlich anmeldet oder nicht, hat er kein Interesse an einer pünktlichen Anmeldung.

Ob eine zusätzliche Sanktion notwendig ist, hängt auch von der Schutzwürdigkeit des Netzbetreibers und des ÜNB ab. Sofern eine verspätete Anmeldung der Direktvermarktung erfolgt, gehen Netzbetreiber und ÜNB jedenfalls bis zur Anmeldung davon aus, dass eine Einspeisung in den EEG-Bilanzkreis erfolgt. Aufgrund dieser falschen Annahme könnten wohl insbesondere dem ÜNB Schäden entstehen, da er bei der Vermarktung des EEG-Stroms von falschen Mengen ausgeht.[51] Damit wird die Planung für die Strommengen im EEG-Bilanzkreis und damit die EEG-Prognose sowie die Beschaffung von Ausgleichsprodukten gestört.[52] Entsprechende Schäden des ÜNB können im Wege von Schadensersatzansprüchen gegenüber dem Anlagenbetreiber geltend gemacht werden. Das Risiko hierfür liegt aber beim Netzbetreiber.

---

[51] Vgl. dazu auch *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 17 Rn. 8, der vom Zukauf von Ausgleichs- und Regelenergie ausgeht. Regelenergie dürfte allerdings nicht anfallen, da die Anlage ja in jedem Falle physikalisch in das Netz einspeist. Lediglich Ausgleichsenergie dürfte anfallen, da sich Abweichungen der Fahrpläne im Hinblick auf die prognostizierte und die tatsächliche Einspeisung ergeben.

[52] Die Planung der Netzkapazitäten dürfte dagegen nicht berührt sein, da die Strommengen aus der EEG-Anlage in das Netz unabhängig davon eingespeist werden, ob die Strommengen direkt vermarktet werden oder in den EEG-Bilanzkreis eingestellt werden.

Insgesamt stellt sich also gegenwärtig das Problem, dass für den Fall der verspäteten Anmeldung der Direktvermarktung eine gesetzliche Sanktion im EEG nur beschränkt besteht, nämlich durch ein Entfallen des EEG-Vergütungsanspruchs in dem Monat, in dem direkt vermarktet wird. Daneben könnte gegebenenfalls ein Schadensersatzanspruch des ÜNB wegen der verspäteten Anmeldung bestehen. Allerdings wird dieser Schaden nur äußerst schwierig nachweisbar oder bezifferbar sein. Unter Umständen ist es sogar denkbar, dass dem ÜNB durch die geringere zu vermarktende Menge ein Gewinn entsteht. Aus diesem Grund erscheint eine gesetzliche Verankerung eines entsprechenden Schadensersatzanspruchs eher schwierig.

Um gleichwohl einen Anreiz für den Anlagenbetreiber zu setzen, die Frist für die Anmeldung der Direktvermarktung einzuhalten, und damit mögliche Schäden bei der Vermarktung zu vermeiden, erscheint eine Erweiterung der Sanktionen für den Fall einer vollkommen unterbliebenen Anmeldung sinnvoll. Diese könnte etwa darin bestehen, dass der Anspruch auf die EEG-Vergütung auch für den gesamten Kalendermonat *vor* der tatsächlich erfolgten – verspäteten – Anmeldung entfällt. Da eine rückwirkende anderweitige Vermarktung des Stroms nicht mehr möglich sein dürfte, würde diese Sanktion den Anlagenbetreiber wohl ausreichend hart treffen. Eine entsprechende Regelung könnte in § 16 Abs. 5 oder § 17 Abs. 1 EEG aufgenommen werden.

1.4.1.2.3 Unterlassene Anmeldung der Direktvermarktung

Zum Dritten ist der Fall denkbar, dass der Anlagenbetreiber die Direktvermarktung überhaupt nicht anmeldet. Grundsätzlich gelten demgemäß die Ausführungen zum zweiten genannten Fall. Allerdings dürfte eine völlig unterbliebene Anmeldung der Direktvermarktung praktisch kaum vorkommen, denn der Anlagenbetreiber muss für die Direktvermarktung beim Netzbetreiber einen Fahrplan anmelden. Ob deshalb für den Fall einer vollkommen unterbliebenen Anmeldung eine Sanktion erforderlich ist, erscheint aus Sicht der Gutachter eher fraglich.

1.4.1.2.4 Zwischenergebnis

Insgesamt ist in einzelnen Fällen gesetzlich nicht eindeutig geregelt, welche Sanktionen die Nicht-Einhaltung der Pflichten zur Direktvermarktung, insbesondere der Meldepflichten, nach sich zieht. Vor allem die zeitliche Geltung für den Wegfall der EEG-Vergütung lässt Interpretationsspielraum zu. Es wird daher empfohlen, den Umfang der Sanktionen für die Verletzung der Meldepflichten zur Direktvermarktung etwas zu präzisieren.[53]

[53] Die Unterlassung der Meldepflichten wird außerdem über § 58 EEG in Verbindung mit den Vorschriften des UWG sanktioniert. Es erscheint aber sehr fraglich, ob diese Sanktionen effektiv sind, da andere Mitbewerber kaum Kenntnis von einer unterlassenen Mitteilung haben dürften.

Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass mit der Direktvermarktung aufgrund ihrer bislang beschränkten praktischen Bedeutung nur wenige Erfahrungen gesammelt werden konnten. Im Hinblick auf die Meldepflichten sind bisher weder Gerichtsurteile noch Entscheidungen der EEG-Clearingstelle bekannt und auch in den uns bekannten praktischen Fällen der Direktvermarktung spielte die Frage praktisch keine Rolle. Dies spricht gegen eine besondere Dringlichkeit für eine mögliche Gesetzesanpassung. Andererseits könnte das Problem relevanter werden, wenn der Umfang der Direktvermarktung durch verstärkte Förderanreize, etwa die Einführung einer Marktprämie, zukünftig erheblich zunimmt.

Abschließend sei generell darauf hingewiesen, dass die Regelungen in § 16 Abs. 2, 5 und 6 EEG zu einem Entfallen des Vergütungsanspruchs bei der Nicht-Einhaltung bestimmter Pflichten aus dem EEG insgesamt verschiedene Auslegungen über den Umfang der Sanktion zulassen. Da die Vorschriften lediglich von einem Entfallen des Vergütungsanspruchs sprechen, ist unklar, für welchen zeitlichen Rahmen der Vergütungsausfall gelten soll und ob der Vergütungsanspruch bei Nachholung der Pflichten nachträglich wieder auflebt.[54] Eine gesetzliche Klarstellung wäre hier wünschenswert.

1.4.1.3 Teilweise Direktvermarktung

Nach § 17 Abs. 2 EEG ist auch die teilweise Direktvermarktung zulässig.

1.4.1.3.1 Einhaltung des Anteils

Nach § 17 Abs. 2 Nr. 2 EEG muss der Anlagenbetreiber den Prozentsatz, den er anteilig direkt vermarktet, „jederzeit“ einhalten. Bei der Auslegung des Begriffs „jederzeit“ ist es praktisch unumstritten, dass der Anteil damit in jeder Viertelstunde eingehalten sein muss.[55] Eine einschränkende Auslegung, wonach „jederzeit“ etwa nur innerhalb eines Tages oder eines Monats bedeutet, wird nicht in Erwägung gezogen. Dies widerspräche auch dem Grundgedanken von § 17 EEG, ein „Rosinenpicken“ unmöglich zu machen. Die Nachweisführung über die jederzeitige Einhaltung muss über eine registrierende Leistungsmessung erfolgen.[56]

---

[54] Vgl. zur Analyse der Normen und den möglichen Auslegungen die Kommentarliteratur, *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 16 Rn. 61 ff.; *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 16 Rn. 63; *Ekardt*, in: Frenz/Müggenborg, EEG, § 16 Rn. 29 ff. sowie *Lehnert*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. (im Erscheinen), § 16 Rn. 58 ff.

[55] Siehe *BDEW, Umsetzungshilfe zum EEG 2009, Version 1.1.*, S. 75, *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 17 Rn. 16; *Ekardt*, in: Frenz/Müggenborg, EEG, § 17 Rn. 19; *Altrock/Lehnert*, ZNER 2008, 118, 122; *Hinsch/Holzapfel*, in: Loibl/Maslaton/von Bredow, Biogasanlagen im EEG 2009, 2009, S. 183, 187 Rn. 13.

[56] Vgl. *BDEW*, Umsetzungshilfe zum EEG 2009, Version 1.1, S. 75.

1.4.1.3.2 Sanktionen bei Nichteinhaltung des Anteils

Keine eindeutige Regelung im Gesetz findet sich zu den Sanktionen gegenüber dem Anlagenbetreiber, wenn er den prozentualen Anteil nicht jederzeit einhält. Die jederzeitige Einhaltung des prozentualen Anteils wird in § 17 Abs. 2 Nr. 2 EEG verlangt. Bei Verstoß gegen die Verpflichtungen nach § 17 Abs. 2 entfällt gemäß § 16 Abs. 5 EEG der Vergütungsanspruch. Fraglich ist jedoch, worauf sich diese Sanktion bezieht. Dabei sind zwei Fälle zu unterscheiden: Die Mindereinspeisung und die Mehreinspeisung.

Bei einer Mindereinspeisung in den EEG-Bilanzkreis ist klar, dass eine EEG-Vergütung für den nicht eingespeisten Strom nicht geltend gemacht werden kann. In Anwendung des § 16 Abs. 5 EEG dürfte aber weiterhin gelten, dass der Vergütungsanspruch für die gesamte eingespeiste Strommenge entfällt.[57] Gibt der Anlagenbetreiber etwa einen Anteil von 50 % an, liefert aber nur 45 % an den Netzbetreiber, entfällt der Vergütungsanspruch auch für die gelieferten 45 %.

Bei einer Mehreinspeisung ergibt sich aus § 16 Abs. 5 EEG ebenfalls, dass der Vergütungsanspruch entfällt, da auch bei einer Mehreinspeisung die Pflicht nach § 17 Abs. 2 EEG verletzt wird. Ein vollständiger Vergütungsausschluss könnte aber nicht sachgerecht sein, da der Netzbetreiber die versprochene Menge erhält und lediglich eine Zusatzmenge geliefert bekommt. Es wird deshalb vertreten, dass sich ein Vergütungsausschluss unter Umständen nur auf die zu viel gelieferte Menge beziehen könnte.[58]

Andererseits dürfte sich auch bei einer Mehrlieferung in den EEG-Bilanzkreis ein Prognoserisiko für Netzbetreiber und ÜNB verwirklichen, da auch bei einer zu großen Strommenge im EEG-Bilanzkreis Kosten für Ausgleichsenergie entstehen können. Aus diesem Grund erscheint eine Auslegung des § 16 Abs. 5 EEG vertretbar, wonach auch bei einer Mehreinspeisung nur ein voller Vergütungsausschluss dem EEG entspricht. Damit wird auch verhindert, dass der Anlagenbetreiber in bestimmten Zeiten bewusst weniger vermarktet, weil er damit Kosten für die Fahrplaneinhaltung einspart.[59]

Unabhängig vom Umfang des Vergütungsausschlusses ist aber außerdem fraglich, für welchen Zeitraum der Vergütungsausschluss gelten soll.[60] Hier wäre denkbar, dass zunächst wiederum eine Anmeldung über die Rückkehr in die EEG-Vergütung oder über eine erneute Anmeldung einer teilweisen Direktvermarktung erfolgen müsste. Es wäre auch denkbar, dass

---

57 So auch *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 17 Rn. 18.

58 *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 17 Rn. 18.

59 Es wird außerdem vertreten, dass eine Vergütung jedenfalls für die Strommengen in Frage komme, die der Netzbetreiber in den Belastungsausgleich stellen kann (vgl. *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 17 Rn. 23). Wenn ein Vergütungsanspruch nach § 16 Abs. 5 EEG nicht besteht, kommt allerdings auch eine Einstellung in den Belastungsausgleich für den Netzbetreiber nicht in Betracht. Insofern führt diese Auffassung nicht zu einem anderen Ergebnis.

60 Siehe dazu bereits oben unter 1.5.1.2.1

auf Grundlage von § 16 Abs. 5 EEG ein längerfristiger Vergütungsausschluss erfolgen sollte. Sachgerechter erscheint es wohl, den Vergütungsausschluss nur für den Zeitraum gelten zu lassen, bis zu dem eine erneute Anmeldung über die Rückkehr in die EEG-Vergütung oder in eine teilweise Direktvermarktung möglich ist.

Im Ergebnis dürfte das Problem der Nicht-Einhaltung des angemeldeten Anteils aber nur von geringer praktischer Relevanz sein. Denn der Anlagenbetreiber hat praktisch nur schwerlich die Möglichkeit, Einfluss auf die zu vermarktende Menge zu nehmen und damit eine für ihn günstige Vermarktung zu nehmen. Dies hängt mit der Abwicklung der Vermarktung und der Anmeldung zusammen: Bei einer teilweisen Direktvermarktung wird der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber mitteilen, dass ein bestimmter Zählpunkt anteilig bestimmten Bilanzkreisen – in diesem Fall dem EEG-Bilanzkreis und dem Bilanzkreis des Vermarkters – zugeordnet werden soll. Darüber erfolgt dann eine Zuordnung der gemessenen Mengen zu den jeweiligen Bilanzkreisen. Dies erfolgt aber ohne Mitwirkung des Anlagenbetreibers. Sollte es dennoch zu einer Über- oder Unterschreitung der direkt vermarkteten Menge kommen, sollte der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber, wenn er vom Fehler Kenntnis erlangte, auf die Abweichung vom angemeldeten Direktvermarktungsanteil hinweisen, damit dieser seinen Fehler noch korrigieren könnte. Dies kann nach allgemeinen Regeln über eine sofortige Nachbuchung in den EEG-Bilanzkreis erfolgen, so dass die Abweichung vermieden wird.

Insgesamt erscheinen die Sanktionen bei Nicht-Einhaltung des direkt vermarkteten Anteils nicht unmittelbar aus dem EEG entnehmbar zu sein. Aufgrund der wohl geringen praktischen Relevanz ist es aber wohl nicht prioritär, eine gesetzliche Klarstellung zur Sanktion bei Nicht-Einhaltung des direkt vermarkteten Anteils aufzunehmen. Möglicherweise könnte sich dies ändern bei einer breiteren Praktizierung der Direktvermarktung.

1.4.1.4 Beschränkungen des Selbstverbrauchs vor Ort durch § 16 Abs. 4

§ 16 Abs. 4 EEG bestimmt, dass der Anlagenbetreiber grundsätzlich den gesamten Strom aus der Anlage dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen muss, wenn er die EEG-Vergütung geltend macht. Ausnahmen gelten nach § 16 Abs. 4 lit. b) EEG für Strom, der selbst verbraucht wird, und nach Nr. § 16 Abs. 4 lit. c) EEG für Strom, der von Dritten verbraucht wird, die unmittelbar an ein Netz des Anlagenbetreibers angeschlossen sind, das kein Netz für die allgemeine Versorgung (Arealnetz) ist. In diesen Fällen haben Anlagenbetreiber die Möglichkeit, nur einen Teil des Stroms dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen, ohne dass der Anteil des nicht an den Netzbetreiber veräußerten Stroms dauerhaft eingehalten sein muss, wie dies bei der Direktvermarktung nach § 17 EEG der Fall ist. Die anderen Teilmengen können selbst verbraucht oder an Dritte veräußert bzw. vermarktet werden. Damit ist für diese Mengen sozusagen – entge-

gen den grundsätzlichen Vorgaben des § 17 EEG – ein „Rosinenpicken“ möglich.

Hintergrund für diese Art der Privilegierung des Selbstverbrauchs und der Nutzung in Netzen außerhalb der allgemeinen Versorgung dürfte zum Ersten die allgemeine Förderung des dezentralen Energieverbrauchs sein. Dies geschieht dadurch, dass der Verbrauch durch den Anlagenbetreiber selbst und durch Dritte, die über ein Netz außerhalb der allgemeinen Versorgung mit der Anlage verbunden sind, besser gestellt wird als der Verbrauch von Strom durch Dritte, die über ein Netz der allgemeinen Versorgung aus der EEG-Anlage versorgt werden. Zweites gesetzgeberisches Motiv für die Privilegierung in § 16 Abs. 4 EEG könnte der netzentlastende Effekt des dezentralen Verbrauchs sein, ohne dass dies unmittelbar aus dem Gesetzestext oder der Gesetzesbegründung hervorgeht.

Vor dem Hintergrund des genannten Gesetzeszwecks ist es jedoch systematisch nicht unmittelbar ersichtlich, warum der Stromverbrauch durch Dritte an einem Arealnetz nur dann gefördert wird, wenn es sich um ein Netz des Anlagenbetreibers handelt. Derselbe Effekt würde nämlich auch dann eintreten, wenn das Arealnetz nicht dem Anlagenbetreiber selbst, sondern einem Dritten gehört, solange der Strom damit nicht in das allgemeine Versorgungsnetz gelangt. Oftmals ist es vom Zufall abhängig, ob die Anlage vom Betreiber des Netzes betrieben wird bzw. das Netz vom Anlagenbetreiber betrieben wird. Es ist auch nicht ersichtlich, warum Anlagenbetreiber mit einem eigenen Netz besonders gefördert werden sollen im Vergleich zu Anlagenbetreibern, die an fremden Arealnetzen hängen. Es erscheint daher sinnvoll, den Tatbestand des § 16 Abs. 4 c) EEG auch auf Arealnetze von Dritten auszudehnen. Dies würde auch systematisch zu einem Gleichlauf mit § 8 Abs. 2 EEG führen, der den Verbrauch von Strom generell in Arealnetzen fördert.

Sofern aus energiewirtschaftlichen Gründen eine Förderung des dezentralen Verbrauchs bzw. der dezentralen Vermarktung von EEG-Strom gewünscht ist, käme im Übrigen in Betracht, die Ausnahmen in § 16 Abs. 4 EEG auf sonstige Tatbestände des dezentralen Verbrauchs zu erweitern. Hierfür käme etwa in Betracht, dass die Tatbestände in § 16 Abs. 4 EEG generell auf den Verbrauch in räumlicher Nähe erweitert würden. Mit einer Erweiterung auf den Verbrauch in räumlicher Nähe würde auch ein Gleichlauf mit § 33 Abs. 2 EEG hergestellt.[61] Bei einer Erweiterung ist allerdings zu bedenken, dass damit der Grundsatz, ein „Rosinenpicken“ zu verhindern, stärker aufgeweicht würde.

[61] Zum Verhältnis von § 16 Abs. 4 EEG und § 33 Abs. 2 EEG siehe sogleich unten ….

1.4.2 Vermiedene Netzentgelte (BBH)

Bei der Direktvermarktung von EEG-Strom besteht ein Anspruch auf das Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV[62] (sog. vermiedene Netzentgelte). Es wird zwar in der Kommentarliteratur von *Salje* die gegenteilige Ansicht vertreten.[63] Diese Auffassung ist jedoch offensichtlich nicht zutreffend. § 18 Abs. 1 Satz 3 Ziff. 1 StromNEV schließt den Anspruch auf vermiedene Netzentgelte für den Fall aus, dass „die Stromeinspeisung nach dem EEG vergütet wird." Im Falle der Direktvermarktung findet jedoch keine Vergütung statt, sondern lediglich eine Einspeisung. Demgemäß besteht ein Anspruch auf vermiedene Netzentgelte.[64] Dieser Anspruch wird nach unserer Kenntnis auch in der Praxis so umgesetzt.

Die Höhe der vermiedenen Netzentgelte, die an die Anlagenbetreiber ausgezahlt werden, bestimmt sich nach § 18 Abs. 3 StromNEV. Besonderheiten können sich bei der Direktvermarktung von EEG-Strom im Hinblick auf die Ermittlung der Höhe der vermiedenen Netzentgelte ergeben. Die vermiedenen Netzentgelte werden auf der Grundlage vermiedener Arbeit und vermiedener Leistung ermittelt. Bei der teilweisen Direktvermarktung ist dabei insbesondere fraglich, wie eine Aufteilung des jährlichen Leistungsentgelts zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber, der das vermiedene Netzentgelt gemäß § 35 Abs. 2 EEG von der EEG-Vergütung des ÜNB abzuziehen hat, erfolgt. § 18 Abs. 3 StromNEV, der die Aufteilung der vermiedenen Netzentgelte des Netzbetreibers auf die Anlagenbetreiber regelt, lässt hier verschiedene Möglichkeiten zu, die „sachgerecht" sein müssen.

Problematisch kann die Rolle der vermiedenen Netzentgelte bei Einführung einer Marktprämie sein. Würde dabei ein Anspruch auf die vermiedenen Netzentgelte bestehen, hätte dies zur Folge, dass die Einnahmen des Anlagenbetreibers nicht allein vom Marktpreis des Stroms abhingen, sondern zudem von der Höhe der zu erzielenden vermiedenen Netzentgelte. Vermiedene Netzentgelte können jedoch schwierig pauschaliert werden, da sie von zahlreichen Parametern abhängen (Spannungsebene, an die die Anlage angeschlossen ist; Höhe der vermiedene Leistung und Arbeit; konkrete Netzsituation im Hinblick auf Vermeidungsleistung und -arbeit; Tarife für Netzentgelte). Insofern erscheint es grundsätzlich problematisch, den Anspruch auf vermiedene Netzentgelte bei der Marktprämie bestehen zu lassen.

Nach der aktuellen Fassung des § 18 Abs. 1 StromNEV entfällt der Anspruch auf vermiedene Netzentgelte allerdings ohnehin, wenn „die Stromeinspeisung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet wird". Eine

---

62 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, vom 25. Juli 2005, (BGBl. I. S. 2225), zuletzt geändert durch Art. 6 der VO vom 3. September 2010 (BGBl. I. S. 1261).

63 *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 17 Rn. 11: Wegen § 18 Abs. 1 Satz 3 Ziff. 1 StromNEV gewährt der NB kein Entgelt für dezentrale Einspeisung.

64 So auch BDEW, Umsetzungshilfe zum EEG 2009, Version 1.1, S. 75.

Vergütung nach dem EEG dürfte nach unserer Auffassung auch bei der Auszahlung einer Marktprämie vorliegen. Bei dem Marktprämienmodell würde zwar der Anlagenbetreiber auch eine Vergütung auf dem Markt erhalten. Allerdings setzt § 18 Abs. 1 Nr. 1 StromNEV nicht voraus, dass eine ausschließliche Vergütung nach dem EEG anfällt. Insofern entfiele der Anspruch auf die vermiedenen Netzentgelte bei Auszahlung einer Marktprämie wohl ohnehin. Gegebenenfalls empfiehlt sich eine entsprechende Klarstellung zur Geltung von § 18 StromNEV in der Gesetzesbegründung zur Marktprämie.

1.4.3 Herkunftsnachweise (BBH)

Anlagenbetreiber sind nach § 55 EEG grundsätzlich berechtigt, sich Herkunftsnachwiese für den Strom aus Erneuerbaren Energien ausstellen zu lassen. Eine Verwertung dieser Herkunftsnachweise ist nicht möglich, wenn für den Strom die EEG-Vergütung in Anspruch genommen wird, da ansonsten eine nach § 56 EEG verbotene Doppelvermarktung vorliegen würde. Bei einer Direktvermarktung des Stroms kommt die Ausstellung und Verwertung von Herkunftsnachweisen jedoch grundsätzlich in Betracht. Herkunftsnachweise können verwendet werden, um gegenüber dem Endkunden zu belegen, dass der gelieferte Strom aus Erneuerbaren Energien stammt.

Die Ausstellung von Herkunftsnachweisen hat bislang – nach unserer Kenntnis – eine sehr geringe Rolle gespielt. Durch die Novellierung des § 55 EEG zum 01.05.2011 sollen Herkunftsnachweise durch eine zentrale Stelle – das Umweltbundesamt – ausgestellt und entwertet werden. Die Einzelheiten hierzu sollen in einer Herkunftsnachweisverordnung und einer Durchführungsverordnung gemäß § 64 Abs. 4 EEG geregelt werden. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG sieht außerdem vor, dass auch in anderen Mitgliedstaaten entsprechende Systeme zu etablieren sind. Die Herkunftsnachweise können innerhalb und zwischen den Mitgliedstaaten gehandelt werden. Da die Novellierung des § 55 EEG erst seit dem 01.05.2011 gilt und das geplante Herkunftsnachweisregister noch nicht besteht, liegen bislang noch keine praktischen Erfahrungen mit der Neuregelung über Herkunftsnachweise vor.

Über den Preis für den verkauften Herkunftsnachweis können für Anlagenbetreiber gegebenenfalls zusätzliche Einnahmen generiert werden. Ob diese Einnahmen über den aktuellen Preisen für die RECS-Zertifikate liegen, kann nicht abschließend eingeschätzt werden, scheint aber angesichts der wohl höheren Anforderungen und besseren Überwachung nicht ausgeschlossen. Die Einnahmen wären als zusätzliche Einnahmen aus der Direktvermarktung anzusetzen.

Im Falle der Einführung einer Marktprämie wäre zu prüfen, inwieweit Herkunftsnachweise für den mit Marktprämie veräußerten Strom ausgestellt werden dürfen und entsprechende Einnahmen daraus generiert werden

können. Die Thematik wird im Rahmen des Arbeitspaketes 7 zur Doppelvermarktung nach § 56 EEG behandelt.

1.4.4 Direktvermarktung und Einspeisemanagement (BBH)

Nach § 11 EEG können Erneuerbare-Energien-Anlagen dem Einspeisemanagement unterfallen. § 11 EEG ist auf alle Erneuerbare-Energien-Anlagen anwendbar, unabhängig davon, ob die Anlagen die EEG-Vergütung beanspruchen oder ob sie in der Direktvermarktung nach § 17 EEG vermarktet werden. Damit besteht auch für Anlagen in der Direktvermarktung das Risiko, dass die Anlagen bei Vorliegen der Voraussetzungen des § 11 Abs. 1 EEG heruntergeregelt werden und zeitweise keinen oder weniger Strom einspeisen können.

Nach § 12 EEG haben die Anlagenbetreiber bei einer Abregelung nach § 11 EEG einen Anspruch auf eine Entschädigung gegen den Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung lag. Die Höhe der Entschädigung richtet sich vorrangig nach einer vertraglichen Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber. Kommt eine solche Vereinbarung nicht zustande, hat der Netzbetreiber die entgangenen Vergütungen und entgangenen Wärmeerlöse abzüglich der ersparten Aufwendungen zu ersetzen.

§ 12 EEG ist auch auf Anlagen in der Direktvermarktung anwendbar. Hierfür sprechen zunächst systematische Erwägungen: Zum Ersten befinden sich die Regelungen zum Netzanschluss und zum Einspeisemanagement vor den Regeln zur Vergütung. Die Abgrenzung zwischen EEG-Vergütung und Direktvermarktung befindet sich in dem Abschnitt zur Vergütung und soll damit offensichtlich keine Auswirkungen auf die Regeln zum Netzanschluss und zum Einspeisemanagement haben. Zum Zweiten ist auch aus § 12 EEG nicht erkennbar, dass die Norm nicht auf Anlagen in der Direktvermarktung Anwendung finden soll.

Fraglich ist allerdings, wie sich die Höhe der Entschädigung für Abregelungen nach § 11 EEG bei Anlagen in der Direktvermarktung bestimmt, wenn keine Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zustande kommt. Nach § 12 EEG sind die entgangenen Vergütungen und die entgangenen Wärmeerlöse zu ersetzen. Als Vergütung ist dabei in der Direktvermarktung wohl auf die Erlöse abzustellen, die der Anlagenbetreiber für den direkt vermarkteten Strom erhalten hätte. Diese Vergütungen ergeben sich aus der vertraglichen Abrede zwischen Anlagenbetreiber und dem Erwerber des Stroms.

Problematisch ist allerdings, dass dem Anlagenbetreiber bei einer Abregelung der Anlage zusätzliche Kosten daraus entstehen können, dass er den versprochenen Fahrplan nicht einhalten kann. Bei einer Direktvermarktung von Strom teilt der Anlagenbetreiber in der Regel im Vorhinein über einen Fahrplan mit, welche Strommengen er zu einer bestimmten Zeit einspeisen wird. Wenn er seine Verpflichtung zur Erfüllung dieses Fahrplans nicht einhalten kann, ist der Anlagenbetreiber in der Re-

gel auf der Grundlage vertraglicher Regelungen dazu verpflichtet, einen bestimmten Betrag für Prognoseabweichungen zu zahlen. Hintergrund hierfür ist, dass dem Erwerber des Stroms durch die Prognoseabweichung in der Regel ein Schaden entsteht, da er aufgrund der von der ursprünglichen Prognose abweichenden Stromeinspeisung zusätzliche Kosten für den Ausgleich des Bilanzkreises tragen muss.

Es ist fraglich, ob die Kosten, die dem Anlagenbetreiber durch Ersatzzahlungen aufgrund von Prognoseabweichungen entstehen, nach § 12 EEG ersetzt werden können. Sofern eine vertragliche Vereinbarung mit dem Netzbetreiber darüber nicht besteht, dürfte eine Ersatzzahlung dafür wohl nicht in Frage kommen. Denn es handelt sich bei den Kosten für Prognoseabweichungen weder um entgangene Vergütungszahlungen noch um entgangene Wärmeerlöse. Nach § 12 EEG werden aber nur entgangene Vergütungszahlungen und Wärmeerlöse ersetzt.

Um eine Schlechterstellung der Anlagen in der Direktvermarktung zu vermeiden, erscheint es daher sinnvoll, auch die Kosten für mögliche Prognoseabweichungen, die durch Abregelungen gemäß § 11 EEG verursacht werden, als Entschädigungszahlungen gemäß § 12 EEG anzuerkennen. Dies müsste durch eine entsprechende gesetzliche Klarstellung in § 12 EEG erfolgen.

1.4.5 Grünstromhändlerprivileg in § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG (BBH)

1.4.5.1 Aktuelle Rolle des Grünstromhändlerprivilegs (BBH)

Nach § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die mehr als 50 Prozent Strom nach den §§ 23 bis 33 liefern. Dieses sog. Grünstromhändlerprivileg ist, wie bereits in den energiewirtschaftlichen Ausführungen zur Direktvermarktung ausgeführt, aktuell die wesentliche wirtschaftliche Motivation für die Direktvermarktung von EEG-Strom. Während das Grünstromprivileg unter dem EEG 2004 quasi noch keine Rolle gespielt hat, zeigt sich seit Inkrafttreten des EEG 2009 eine zunehmende Bedeutung des Grünstromprivilegs. Grund hierfür dürften insbesondere die hohe EEG-Umlage aber auch das höhere Strompreisniveau sein.

1.4.5.2 Anwendung des Grünstromprivilegs (BBH)

Aus § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG lässt sich entnehmen, dass das Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das das Grünstromprivileg wahrnimmt, als Anspruchsberechtigter die Anforderungen an die Einhaltung des Grünstromprivilegs nachzuweisen hat. Der Nachweis ist gegenüber dem ÜNB zu erbringen, der die Befreiung von der EEG-Umlage gewähren muss. Konkrete rechtliche Anforderungen an den Nachweis des Grünstromprivilegs bestehen nicht.

1.4.5.2.1 Nachweis

Zur Nachweisführung im Rahmen des Grünstromprivilegs enthält die EEG-Verfahrensbeschreibung des VDN vom 15.02.2005 (die sich auf das EEG 2004 bezieht) bestimmte Anforderungen.[65] Aktuellere Verfahrensbeschreibungen, insbesondere die Umsetzungshilfe des BDEW zum EEG 2009, enthalten keine Anhaltspunkte für den Umfang der Nachweispflichten für das Grünstromhändlerprivileg. Danach hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen für den Nachweis der Voraussetzungen des Grünstromhändlerprivilegs den Übertragungsnetzbetreibern die folgenden Angaben durch Zertifikate zu bestätigen:

- die gesamten in der jeweiligen Regelzone an Letztverbraucher abgegebenen Strommengen,
- die an Letztverbraucher in der jeweiligen Regelzone abgegebenen Strommengen aus EEG-konformen Erzeugungsanlagen,
- die Struktur der gesamten Energiebeschaffung (Summe Eigenerzeugung, Erzeugung in EEG-Anlagen, Energiebezüge, Bezüge aus EEG-Anlagen (händlerbezogen)),
- die Energielieferungen (händlerbezogen),
- die Lieferungen aus EEG-Anlagen (Benennung der Anlagen, aus denen die EEG-Strommengen stammen).

Nach der EEG-Verfahrensbeschreibung sollen die genannten Angaben durch ein Zertifikat bestätigt werden. Was mit dem Begriff „Zertifikat“ im Einzelnen gemeint ist bzw. welche Qualität ein entsprechender Nachweis aufweisen muss, lässt sich aus dem Wortlaut der EEG-Verfahrensbeschreibung nicht eindeutig entnehmen. Ausreichend ist aber wohl jedenfalls die Bestätigung der Angaben durch ein Wirtschaftsprüfertestat. Dies wird nach unserer Kenntnis in der Praxis so umgesetzt.

Die EEG-Verfahrensbeschreibung als von einem Verband erarbeitete Hinweise zur Umsetzung des Gesetzes hat freilich keine rechtsverbindliche Wirkung. Allerdings werden sie in der Praxis insbesondere von dem ÜNB als wichtige Leitlinie herangezogen.

1.4.5.2.2 Zeitraum des Nachweises

Die Voraussetzungen des Grünstromprivilegs, insbesondere der Anteil von 50 % EEG-Strom, sind durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen für die „[…] gesamte von ihnen gelieferte Strommenge“ nachzuweisen. Keine unmittelbaren Hinweise aus dem EEG ergeben sich zum Zeitraum, in dem diese Voraussetzung einzuhalten ist. Auch in der EEG-

[65] Beschreibung der Abwicklung des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtes der Erneuerbaren Energien im Strombereich (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG) vom 21.07.2004 durch den VDN – EEG-Verfahrensbeschreibung – vom 15.02.2005 (Version 1.1).

Verfahrensbeschreibung des VDN werden dazu keine Ausführungen gemacht.

Teilweise wird – vor allem unter systematischen Gesichtspunkten im Zusammenspiel mit § 36 Abs. 2 EEG – das jeweils vorangegangene Kalenderjahr als relevanter Bezugszeitraum angesehen.[66] Allerdings ist diese Auslegung keineswegs zwingend. So spricht die im Präsens gehaltene Formulierung „liefern“ dafür, dass die Voraussetzungen des § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG im aktuellen Lieferzeitraum eingehalten werden müssen.[67] Unter systematischen Gesichtspunkten spricht viel dafür, als kürzesten zu betrachtenden Zeitraum den Monat anzunehmen. Denn dieser Zeitraum entspricht dem Mindestzeitraum, in dem eine Direktvermarktung von EEG-Strom – die Voraussetzung für die Wahrnehmung des § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG ist – möglich ist. Gegen einen Bezug auf das gesamte Jahr wird auch vorgebracht, dass damit etwa die Aufnahme der Geschäftstätigkeit oder die Umstellung eines Stromversorgers auf ein von § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG privilegiertes Grünstromversorgungsunternehmen unterjährig und für Rumpfjahre nicht möglich wäre. Zudem würde dem Stromhändler jegliche Flexibilität genommen, um zwischen Grünstromlieferungen und sonstigen Stromlieferungen hin- und herzuwechseln. Diese Flexibilität ist aber insbesondere erforderlich, falls sich nicht ausreichend Strom beschaffen lässt, der zur Erreichung des Schwellenwerts von 50 Prozent der – im Vorhinein nicht feststehenden – Liefermenge an Endkunden erforderlich wäre.

Fraglich könnte aber außerdem sein, ob der Anteil von 50 Prozent EEG-Strom im Portfolio des Elektrizitätsversorgungsunternehmens nicht sogar „jederzeit“ einzuhalten wäre. Aus § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG, wonach die Voraussetzungen für die „gesamte von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen gelieferte Strommenge“ nachzuweisen sind, lässt sich jedoch nicht entnehmen, dass der Anteil an EEG-Strom im Portfolio des Elektrizitätsversorgungsunternehmens jederzeit einzuhalten ist. Demgegenüber ist nach § 17 Abs. 2 Nr. 2 EEG bei der Direktvermarktung von EEG-Strom der einzuhaltende Prozentsatz nachweislich „jederzeit“ einzuhalten. Sowohl der Wortlaut des § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG als auch die Gesetzessystematik sprechen also dagegen, dass die Voraussetzungen des Grünstromprivilegs jederzeit einzuhalten sind.[68] Sollte eine entsprechende Voraussetzung für sinnvoll erachtet werden, würde dies demgemäß eine gesetzliche Änderung erfordern.

---

66 *Cosack*, in: Frenz/Müggenborg, EEG, § 37 Rn. 26; *Schäfermeier*, in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 37 Rn. 9; so im Ergebnis wohl auch *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 37 Rn. 10 f.

67 *Altrock*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. (im Erscheinen), § 37 Rn. 26. Vgl. auch *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 37 Rn. 11.

68 Vgl. dazu *Altrock*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. (im Erscheinen), § 37 Rn. 28.

1.4.5.3 Grünstromhändlerprivileg und Rückwirkung (BBH)

Bei einer Anpassung des Grünstromprivilegs wird in laufende vertragliche Verhältnisse zwischen Anlagenbetreibern, Stromhändlern und Letztverbrauchern eingegriffen, die ihre Beschaffung auf Grundlage von § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG durchgeführt haben. Sofern die gesetzliche Anpassung des Grünstromprivilegs kurzfristig erfolgt, ist dabei zu berücksichtigen, dass der Stromeinkauf der Händler und der Abschluss der Stromlieferverträge mit den Letztverbrauchern vielfach langfristig erfolgt.

Sollte eine kurzfristige Anpassung des Grünstromprivilegs erfolgen, würde in die bestehenden Rechtspositionen der Grünstromhändler und gegebenenfalls der belieferten Letztverbraucher eingegriffen. Dieser Eingriff könnte Grünstromhändler oder gegebenenfalls die belieferten Letztverbraucher wirtschaftlich nicht unerheblich treffen, wenn trotz Einhaltung der Voraussetzungen des § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG eine vollständige oder teilweise Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage bestünde. Sofern die Änderung des Grünstromprivilegs für die Zukunft erfolgte, läge zwar wohl nur eine unechte Rückwirkung vor. Angesichts des nicht unerheblichen Eingriffs in die bestehenden Rechtsverhältnisse wäre aber sicherlich ausführlich zu prüfen, auf welcher Grundlage eine verfassungsrechtliche Rechtfertigung erfolgen könnte.

1.4.6 Stromsteuer (BBH)

Nach aktueller Rechtslage fällt die Stromsteuer (nach dem Stromsteuergesetz)[69] grundsätzlich unabhängig davon an, ob der Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus anderen Energiequellen erzeugt wurde. Es bestehen lediglich einzelne Ausnahmetatbestände. Für Strom aus Erneuerbaren Energien besteht eine Stromsteuerbefreiung, wenn der Strom aus einem ausschließlich mit Strom aus Erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Außerdem besteht nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG eine Steuerbefreiung für in Anlagen bis 2 MW dezentral erzeugten Strom, allerdings unabhängig davon, ob der Strom aus Erneuerbaren Energien stammt.

Es wäre gegebenenfalls zu prüfen, ob auch über das Instrument der Stromsteuer ein Anreiz für die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien gesetzt werden könnte.[70] Dazu könnte eine Reduzierung oder eine Befreiung von der Stromsteuer für Strom aus Erneuerbaren Energien – etwa über weitere Ausnahmetatbestände in § 9 StromStG – in Frage kommen. Um die Wirkung des Steueranreizes auch in Abhängigkeit von den Kosten für die Stromerzeugung zu setzen, könnte dabei auch da-

---

[69] Stromsteuergesetz (StromStG) vom 24.03.1999, BGBl. I. S. 378.

[70] Siehe dazu auch bereits: Bericht des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gemäß Auftrag im EEG-Erfahrungsbericht 2007: Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien im Strombereich, Handlungsoptionen für eine Modernisierung des Energiesystems.

rüber nachgedacht werden, die Ermäßigung in Abhängigkeit von der Art der Erneuerbaren Energien zu gewähren.

Bei der Schaffung eines Anreizes über die Stromsteuer wären aber die europarechtlichen Schranken zu beachten. Dabei wäre insbesondere noch einmal zu prüfen, ob eine Steuerbefreiung, die nur für in Deutschland erzeugten Strom aus Erneuerbaren Energien gilt, nicht als Verstoß gegen Art. 34 AEUV anzusehen wäre. Zudem sind die Vorgaben der Stromsteuerrichtlinie zu beachten. Verfassungsrechtlich wäre eine Stromsteuerbefreiung oder –ermäßigung wohl insbesondere an Art. 3 GG zu messen, wobei für die Zulässigkeit insbesondere der umweltpolitische Nutzen sprechen könnte.

1.4.7 Bilanzkreisregeln (BBH)

Wenn Erneuerbare Energien auf dem Strommarkt vermarktet werden, unterfallen Anlagenbetreiber und Stromvermarkter grundsätzlich den allgemeinen Regeln des Energiewirtschaftsrechts. Dazu gehören insbesondere auch die Regeln über die Abwicklung der Stromlieferungen über Bilanzkreise und Fahrpläne. Dabei muss vor allem dauerhaft eine genaue Übereinstimmung zwischen Einspeisungen und Ausspeisungen bestehen. Für Strom aus Erneuerbaren Energien stellen diese Anforderungen insbesondere für die fluktuierenden Energien eine nicht unerhebliche Hürde dar.

Es könnte geprüft werden, ob es methodisch in Betracht kommt, für Strom aus Erneuerbaren Energien unter Umständen geringere Anforderungen an die Bilanzkreisvorgaben und Fahrplanmanagement zu stellen. Vorbild für solche Regelungen könnten die Regelungen in §§ 41a ff. GasNZV für die Bilanzierung von Biogas sein. Diese Normen enthalten im Vergleich zu den allgemeinen Bilanzierungsregeln für Gas nach der GasNZV Sonderregeln für die Bilanzierung von Biogas.

Im Hinblick auf Strom aus Erneuerbaren Energien wäre allerdings zu bedenken, dass sich eine entsprechende Änderung in die sonstigen Regelungen zur Markt- und Systemintegration einpassen müsste. Insbesondere wäre dabei zu bedenken, dass die möglichen Regelungen zum Anreiz der Marktintegration gerade die Einhaltung der Bilanzkreisregeln ermöglichen sollen. Sofern eine Anpassung der Vorgaben zum Bilanzkreis- und Fahrplanmanagement für Erneuerbare-Energien-Anlagen vorgesehen würde, müsste also eine optimale Abstimmung mit den sonstigen Regelungen zur Markt- und Systemintegration gewährleistet werden. Für Sonderregeln bei der Bilanzierung von Strom aus Erneuerbaren Energien wäre hauptsächlich eine Änderung der StromNZV erforderlich

1.5 Übersicht der Handlungsempfehlungen

Gesamtkonsortium: Weiterentwicklung des § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG ist dringend notwendig. Aus Sicht des Forschungskonsortiums ergibt sich dringender Handlungsbedarf zur Veränderung der Regelungen zum Grünstromprivileg nach § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG, da die derzeitige Regelung zu einer erheblichen Erhöhung der EEG Umlage führen kann. In Abschnitt 1.3.4 werden verschiedene Lösungsmöglichkeiten zur Begrenzung der Wirkungsweise des § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG vorgestellt.

BBH: Klarstellung über Sanktion bei monatlichem Wechsel nach § 17 EEG notwendig. Sofern die Direktvermarktung über eine Marktprämie praktisch relevant wird, sollten für die in § 16 Abs. 5 EEG und 17 EEG enthaltenen Sanktionen bei Verletzung der Pflichten aus § 17 (Meldepflichten zur An- und Abmeldung der Direktvermarktung, Einhaltung des Anteils) einzelne Klarstellungen erfolgen, und zwar im Hinblick auf die Rückkehr in die EEG-Vergütung und die verspätete Anmeldung der Direktvermarktung. Generell erscheint eine Klarstellung des § 16 Abs. 5 EEG im Hinblick auf den Umfang des Wegfalls des Vergütungsanspruchs bei Verletzung der darin genannten Pflichten sinnvoll.

BBH: Ausdehnung der teilweisen Direktvermarktung auf Arealnetze Dritter. Bei den Ausnahmen für die teilweise Direktvermarktung in § 16 Abs. 4 Nr. c) EEG sollte die ohne erkennbaren Grund enthaltene Beschränkung auf Arealnetze des Anlagenbetreibers aufgehoben werden und auch auf Arealnetze Dritter erstreckt werden.

BBH: Klarstellung zum Einspeisemangement bei Direktvermarktung notwendig. Eine Klarstellung sollte in § 12 EEG zu der Frage aufgenommen werden, welche Erlöse im Einspeisemanagement für Anlagen in der Direktvermarktung ersetzt werden. Da bei einer Abregelung hohe Kosten für die Prognoseabweichung anfallen, wäre es sinnvoll, diese Kosten zu ersetzen, was nach bisheriger Rechtslage offen ist.

BBH: Bei Einführung einer Marktprämie ist eine Klarstellung zum Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht notwendig. Eine Klarstellung in der Gesetzesbegründung, wonach bei der Direktvermarktung mit Marktprämie kein Anspruch auf vermiedene Netzentgelte besteht, erscheint nicht unbedingt notwendig. Allerdings müsste bei der Ausgestaltung der Marktprämie beachtet werden, dass bei der Weiterwälzung der Marktprämie ebenfalls – wie in § 35 Abs. 2 EEG – die vermiedenen Netzentgelte abzuziehen sind.

2 PV Direktverbrauch (IZES, BBH)

2.1 Annahmen zur Entwicklung des PV-Direktverbrauchs bis 2020 (IZES)

Die Vergütung des PV-Direktverbrauchs gemäß §33, Abs. 2 wurde erstmalig mit dem EEG 2009 eingeführt und bietet Betreibern von neuen PV-Anlagen an oder auf Gebäuden bis zu einer installierten Leistung von max. 30 kW_p die Möglichkeit, ihren Strom selbst zu verbrauchen. Hierfür erhalten die Anlagenbetreiber einen verminderten Vergütungssatz von 25,01 ct/ kWh statt der für Neuanlagen gültigen 43,01 ct/kWh. Damit verringert sich jedoch der Bezug an Strom vom Lieferanten, wodurch der PV-Direktverbrauch zur interessanten Option für den Anlagenbetreiber werden kann.

Im folgenden Kapitel werden die zukünftigen Perspektiven des PV-Direktverbrauchs aufgezeigt, die Auswirkungen dieser Regelung auf beteiligte Akteure und Institutionen sowie auf das Stromnetz analysiert, und hieraus Handlungsempfehlungen für die Politik abgeleitet.

Zur Abschätzung der (unter den gegebenen gesetzlichen Bedingungen) wahrscheinlichen Entwicklung des PV-Direktverbrauchs werden drei Elemente als maßgeblich angesehen und hier detailliert analysiert:

- die Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden
- die technischen und administrativen Aufwendungen, die für die Inanspruchnahme des Direktverbrauchs notwendig sind
- die Akzeptanz der Nutzer und die technischen und persönlichen Möglichkeiten, ihren Stromverbrauch mit der Einspeisung der PV-Anlage in Übereinstimmung zu bringen
- die Setzung der Rahmenbedingungen durch die Politik

2.1.1 Annahmen zur Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden bis 2020

Die Strompreise für Haushaltskunden setzen sich gegenwärtig aus acht Elementen zusammen:

- Großhandelspreis/Preis der Strombeschaffung
- Vertriebskosten und Marge des Stromlieferanten
- Netznutzungsentgelte
- EEG Umlage
- KWK Umlage
- Konzessionsabgabe
- Stromsteuer
- Mehrwertsteuer.

Diese Bestandteile werden im Einzelnen daraufhin untersucht, wie sie sich bis 2020 entwickeln könnten, um anschließend hieraus Annahmen zur Entwicklung der Haushaltskundenstrompreise zu treffen.

2.1.1.1 Großhandelspreis/Preis der Strombeschaffung

Die Entwicklung der Großhandelspreise als Einkaufspreis ist ein zentraler Einflussfaktor für die Entwicklung der Haushaltsstrompreise. Im Rahmen der Analysen wird hier unterstellt, dass der Preis der Strombeschaffung den im ersten Kapitel skizzierten Strompreisen entspricht.

2.1.1.2 Vertriebskosten und Gewinnmargen der Stromlieferanten

Statistiken der BNetzA[71] sowie des BDEW[72] lassen Schlussfolgerungen für Vertriebskosten und -marge von ~ 0,016 bis 0,025 € zu. Die wenigsten Energieversorger geben hierzu belastbare Daten heraus, die eine fundierte empirische Analyse ermöglichen würde. Eine Ausnahme bilden z. B. die EW Schönau, deren Vertriebskosten und -marge mit 0,0128 €[73] jedoch als unterdurchschnittlich gelten können.

Hier werden durchschnittliche Vertriebskosten und –margen von kumuliert 0,02 €/ kWh zu Grunde gelegt, die bis 2020 als stabil angenommen werden: Bei zunehmendem Wettbewerbsdruck im Stromsektor sollte beim Stromverkauf (ohne zusätzlich fakturierte Dienstleistungen, die die Stromlieferanten ihren Kunden anbieten könnten) kaum Spielraum für höhere Vertriebsmargen bestehen.

2.1.1.3 Netznutzungsentgelte

Die Netznutzungsentgelte für Privathaushalte lagen nach Einführung der Anreizregulierung bei durchschnittlich rd. 0,06 €/ kWh und beinhalteten nach dem Prinzip der Kaskadenwälzung alle Spannungsebenen.

Dabei ist durch die Umsetzung der Anreizregulierungsverordnung für Stromnetzbetreiber seit 2009 in den Regulierungsperioden 2009 – 2013 und 2014 – 2018 jeweils eine jährliche lineare Absenkung der Erlösobergrenzen der Netzbetreiber von durchschnittlich rund 0,8 %/a als Ergebnis des Effizienzvergleichs vorgesehen.

Da die Regulierungsformel jedoch Komponenten enthält, die von externen Rahmenbedingungen abhängen, müssen zusätzlich zur linearen Absenkung bei einer Abschätzung der Entwicklung der Netzentgelte bis 2020 die möglicherweise Kosten treibenden Variablen der Regulierungsformel gegen mögliche weiterhin Kosten senkende Variablen abgewogen werden. Hierzu gehört der sog. ‚allgemeine Produktivitätsfaktor'. Es ist jedoch zu erwarten, dass dessen Effekte durch die Inflation kompensiert werden.

---

71 [BNetzA 2009, S.]

72 [BDEW 2009a, S.]: Tabelle Haushaltsstrompreise

73 [Webseite EWS, Stand 04/2009]

Prinzipiell Kosten treibende Faktoren bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte sind

- der sog. ‚Erweiterungsfaktor' (bei nicht vorgesehenen Erweiterungen des Netzes) wirkt innerhalb der Regulierungsperiode Preis erhöhend.
- mögliche Mengenminderungen beim Stromabsatz. Diese werden durch das Regulierungskonto ausgeglichen und wirken dadurch tendenziell Preis erhöhend.

die „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten", hierbei vor allem die zu tätigenden Netzinvestitionen, wobei Investitionsbudgets für nicht geplante notwendige Investitionen Preis erhöhend wirken. Eine überschlägige Schätzung der zusätzlichen Kosten, die durch die geplanten Netzinvestitionen entstehen, zeigt jedoch, dass diese kaum einen merklichen Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte der Haushaltskunden haben sollten.[74]

In der Summe wird von jährlich leicht sinkenden Netznutzungsentgelten ausgegangen, die im Jahr 2010 bei 5,9 ct/ kWh und 2020 bei rund 5,5 ct/ kWh liegen.

2.1.1.4 EEG-Umlage

Die EEG Umlage ist ein ebenfalls Teil der Haushaltstrompreise. Für das Jahr 2010 liegt die Umlage bei ca. 2 Cent/kWh. Im Rahmen diese Analyse wir die Entwicklung der EEG Umlage entsprechend der Darstellung im ersten Kapitel zu Grunde gelegt.

2.1.1.5 KWK-G-Umlage

Die Höhe der KWK-G-Umlage wird ähnlich wie die EEG-Umlage durch die Verteilnetzbetreiber jährlich im Voraus prognostiziert. Jeder Letztverbraucher zahlt pro Kilowattstunde Stromverbrauch einen Aufschlag in Höhe der KWK-G-Umlage. Dabei gelten gemäß §9, Abs. 7, Satz 2 und 3 des KWK-G auch für Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von über 100.000 kWh und für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten 4 % ihres Umsatzes überstiegen, geringere Sätze.

Auch die im Voraus prognostizierte KWK-G-Umlage wird nachträglich korrigiert und eventuell auftretende Fehlbeträge im Lauf der Folgejahre angerechnet.

Die jährliche Prognose (und Nachberechnung) der KWK-G-Umlage wird von den Übertragungsnetzbetreibern übernommen. Diese haben im Rah-

[74] Gemäß dem Netzzustandsbericht 2008 der Bundesnetzagentur [BNetzA 2008, S. 25f] wurden dabei gemittelt jährliche Investitionen von 700 Mio. € in die gesamte bundesdeutsche Netzinfrastruktur zu Grunde gelegt. Deren Kosten wurden, unter der maximierenden Annahme einer vollständigen Eigenkapitalfinanzierung und dem entsprechenden Zinssatz von 9,29 %, annuitätisch über eine Lebensdauer von 40 Jahren abdiskontiert. Hierbei fallen jährliche Annuitäten von rd. 65 Mio. € an, die – in dieser überschlägigen Berechnung – auf *zusätzliche* Netzentgelte in einer Höhe von max. 0,15ct/ kWh im Jahr 2020.

men ihrer Mittelfristprognose die im Jahr 2009 angenommenen Werte für die Jahre 2010 bis 2015 veröffentlicht.[75]

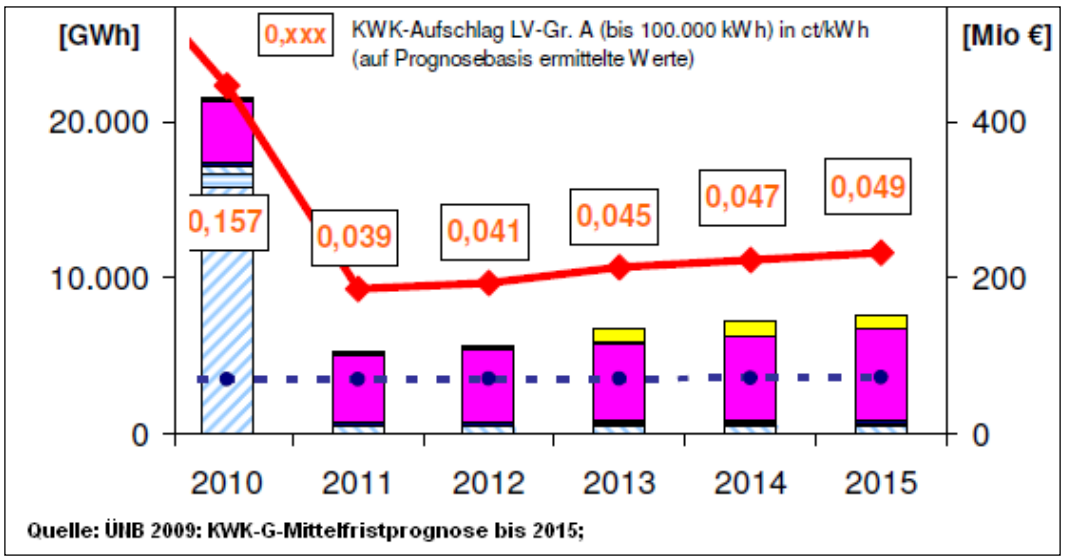


Abbildung 2-1: Prognose der KWK-G-Umlage bis 2015 durch die ÜNB.

Eine darüber hinausgehende Abschätzung der KWK-G-Umlage ist jedoch mit einigen Unsicherheiten belastet. Wenn sich z. B. eine Zielverfehlung des im KWK-G festgeschriebenen Zieles von 25 % an der Stromerzeugung abzeichnen sollte, könnte dies möglicherweise in einer Erhöhung oder Ausweitung der KWK-Förderung resultieren, zumal das im Gesetz festgelegte maximale Volumen der Förderung von 750 Mio. € bis 2015 auch nicht annähernd erreicht werden sollte.[76]

Andererseits könnte eine gegebenenfalls notwendige Förderung der KWK auch über Instrumente des Ordnungsrechts angestrebt werden und somit eine Erhöhung der KWK-Umlage vermieden.

Daher soll hier von einem status quo der Höhe der KWK-G-Umlage bis 2020 auf dem Wert von 2015 ausgegangen werden, da das Gesetz eine Förderung für Anlagen, die bis zum 31.12.2006 in Betrieb gehen werden, vorsieht.

2.1.1.6 Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgaben sind gemäß § 48, Abs. 1 EnWG „Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im

[75] Vgl. http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xbcr/eeg_kwk/2009-07-15_KWK-G-Mittelfristprognose_2002-2015.pdf, S. 4

[76] Vgl. ibid. S.1. Danach läge das Maximum der Förderung nach dem KWK-G im Jahre 2015 bei rund 230. Mio. € einschließlich der Förderung für Wärmenetze.

Gemeindegebiet mit Energie dienen, errichten.“ Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie kann durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Bemessung der Konzessionsabgaben regeln. Dies geschieht mittels der Konzessionsabgabenverordnung (=KAV), die jeweils für Elektrizität oder Gas, für verschiedene Kundengruppen und Verwendungszwecke und gestaffelt nach der Einwohnerzahl der Gemeinden unterschiedliche Höchstsätze in Cent je gelieferter Kilowattstunde festsetzt.

In der gültigen KAV werden dabei drei Kundentypen unterschieden:

- Schwachlasttarifkunden
- Tarifkunden, die keinen Schwachlasttarif vereinbart haben. Hierzu gehören auch gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10.000 und 30.000 kWh[77].
- Sondervertragskunden (d.h. Kunden, deren gemessene Leistung gemäß §2, Abs. 7 KAV „in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres 30 Kilowatt und der Jahresverbrauch (…) mehr als 30.000 Kilowattstunden“ beträgt.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die PV-Anlagenbesitzer, die den Direktverbrauch in Anspruch nehmen, nicht zu den Sondervertragskunden gemäß KAV gehören und nicht von einer ermäßigten Konzessionsabgabe profitieren.[78]

Die KAV legt dabei die Höchstbeträge fest, die Kommunen (oder ggf. Landkreise, vgl. § 7) entsprechend ihrer Einwohnerzahl je gelieferte Kilowattstunde nicht überschreiten dürfen. Da eine Änderung der KAV gegenwärtig ist zu erwarten ist, wird hier von einem stabilen absoluten Wert der Konzessionsabgaben als Bestandteil des Strompreises ausgegangen. Als Grundlage dient die Erhebung der Bundesnetzagentur 2009, die für die Endkunden in der Grundversorgung einen mengengewichteten Mittelwert für die Konzessionsabgabe von 0,0148 € ermittelt hat.[79]

2.1.1.7 Stromsteuer

Diese liegt aktuell bei 0,0205 €/ kWh. Hier wird nicht von einer Änderung bis zum Jahr 2020 ausgegangen, auch wenn die aktuelle Ausgestaltung der Ökosteuer den mit ihr verbundenen Gedanken der ökologischen Lenkungswirkung nicht im notwendigen Maß umsetzt.

---

77 [vgl. hierzu Theobald/ Theobald 2008, S. 397].

78 Zu beobachten bleiben hierbei auch mögliche Rückwirkungen des Direktverbrauchs auf die gesamte Höhe der Konzessionsabgaben, da (ähnlich wie bei verstärkten Effizienzanstrengungen) diese proportional zum Menge durchgeleiteter kWh sind. Vgl. hierzu Photon März 2010, S. 18-22

79 Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 114.

2.1.1.8 Mehrwertsteuer

Haushaltsstromkunden zahlen gegenwärtig den regulären Mehrwertsteuersatz von 19 % auf alle übrigen Komponenten des Haushaltsstrompreises. Auch dieser Preisbestandteil soll hier als stabil bis 2020 angenommen werden.

2.1.1.9 Fazit: Entwicklung der Strompreiskomponenten

Auf der Basis der oben beschriebenen Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Strompreises wären jeweils die in Abbildung 2-2 skizzierten Strompreis zu erwarten. Abbildung 2-3 zeigt demgegenüber die erwartete Entwicklung der PV-Vergütungstarife, wie sie gemäß dem EEG 2010 bis einschließlich 2012 zu erwarten ist (sofern keine zusätzlichen Degressionsschritte vom Gesetzgeber beschlossen werden). Demnach steht zu erwarten, dass, je nach der Höhe der in 2012 eintretenden Degression die Haushaltskundenstrompreise bereits 2012 über der höchsten Vergütung (d. h. derer für Anlagen > 30 kWp) liegen könnten.

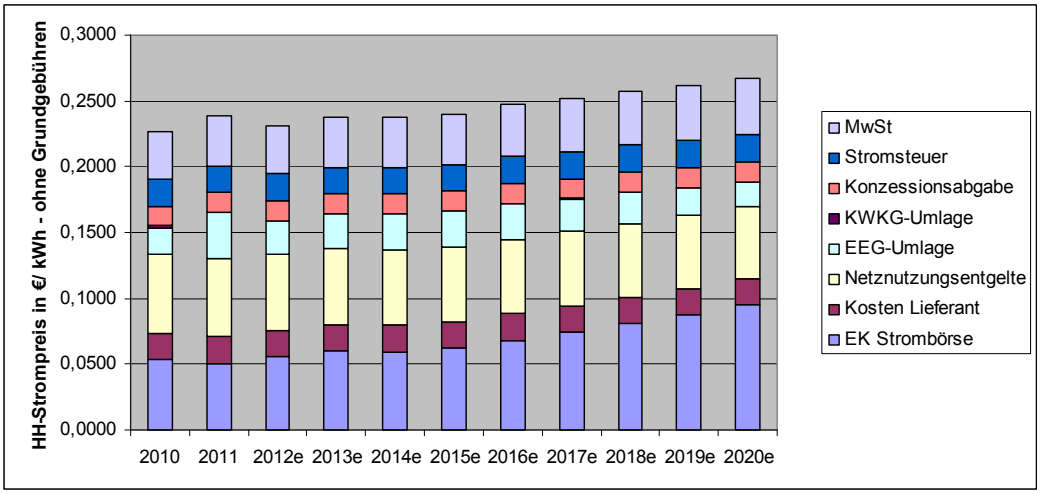


Abbildung 2-2: Annahme zur Entwicklung der unterschiedlichen HH-Strompreiskomponenten bis 2020.

In den folgenden Kapiteln wird u.a. auf der Basis dieser Annahmen dargelegt, welche Anreize für PV-Anlagerbesitzer aus der Direktverbrauchsregelung entstehen, aber auch welche Hemmnisse auftreten und welche energiewirtschaftlichen Fragestellungen hiermit verbunden sind. Im Anschluss werden hieraus Handlungsempfehlungen für die weitere Entwicklung des Direktverbrauchs entwickelt.

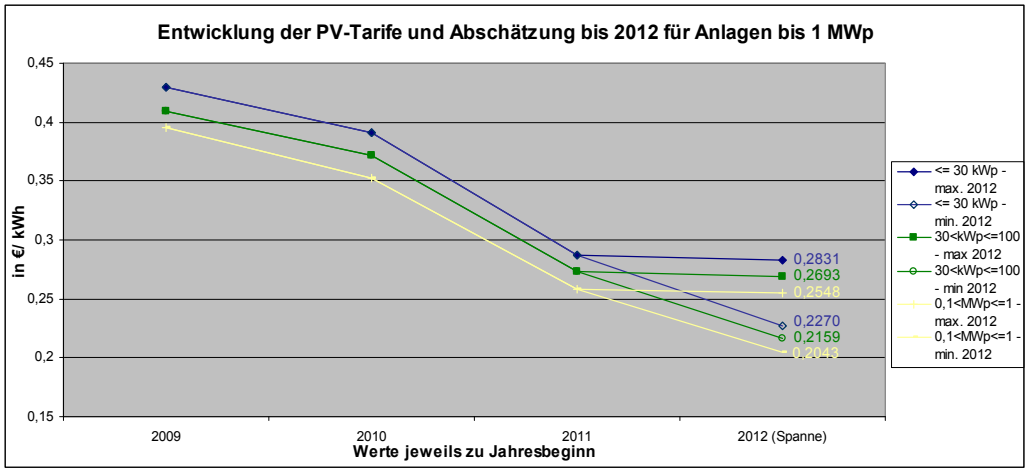


Abbildung 2-3: Spanne der Entwicklung der PV-Vergütungen bis 1 Mwp bis 2012.

2.1.2 Notwendige Aufwendungen zur Inanspruchnahme des PV-Direktverbrauchs

Für die hausinterne Installation der für den Direktverbrauch notwendigen Technikkomponenten legen die ‚Ergänzungen zu den TAB Niederspannung' [[80]die Ausgestaltung des Zählerplatzes im Wesentlichen fest. Jedoch sind die Anforderungen der Netzbetreiber an die Zählerarchitektur uneinheitlich: So akzeptieren manche Netzbetreiber nur gemietete Zähler oder Zweirichtungszähler, so dass ein zusätzlicher Einspeisezähler notwendig wird. Die Zählerkosten im Rahmen der Direktnutzung setzen sich zusammen aus:

- Einmaligen Kosten: Material: Zähler, Zählerschrank und Zubehör sowie Montage des Zählers
- Laufende Kosten: 2 Eichungen nach jeweils 7 Jahren und ggf. die Zählermiete

Aufgrund der uneinheitlichen Anforderungen der Verteilnetzbetreiber können die notwendigen Aufwendungen für die Inanspruchnahme des Direktverbrauchs nur in einer Spanne angegeben werden. Über 20 Jahre (d.h. die Vergütungsdauer der PV-Anlage) liegen die Kosten [Stand 2010] in einer Spanne von rund 890 – 1450 €. Damit ergeben sich statisch berechnet jährliche Zusatzkosten für den Anlagenbetreiber von 45 – 72,5 €.

[80] BDEW 2009 b]: Ergänzungen TAB NS 2007

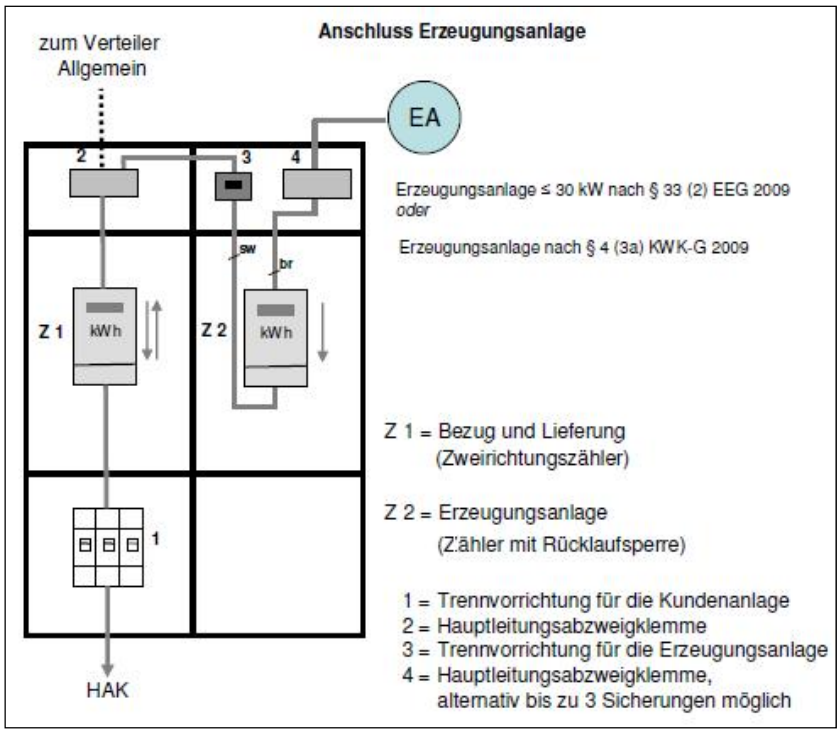


Abbildung 2-4: Zählerarchitektur für die PV-Direktnutzung.[81]

Weiterhin werden folgende Annahmen bei der Berechnung der Zusatzerlöse zu Grunde gelegt:

- Nur rund 30 % des hauseigenen PV-Stroms gelten wegen der Deckung von Last- und Einspeiseprofil ohne Speicher oder spezifische Lastverlagerungen als nutzbar (vgl. hierzu 2.1.3.3).
- eine durchschnittliche Vollbenutzungsstundenzahl von 900 h/a; folglich 900 kWh Ertrag je W_p inst. PV-Leistung

Damit wären im Schnitt 270 kWh direkt im eigenen Haus verbrauchbar. Da die Situation der Kunden in Bezug auf ihre umsatzsteuerliche Behandlung und ihren Strompreis variable ist, können hier nur allgemeine Richtwerte gegeben werden.

Damit entstanden einer PV-Neuanlagenbesitzerin (Privatperson) im Jahr 2009 10,8 € Zusatzerlös/ a*kW_p inst. PV-Leistung bei einem Direktverbrauchsvorteil von 0,04 € (d. h. 0,04 € * 270). Durch die seit dem 1.7.2010 geltende Regelung ist der Direktverbrauchsvorteil erhöht worden.

- Für die Kunden, deren Eigenverbrauchsquote unter 30 % liegt, kann von einem ungefähren Vorteil von 0,12 € ausgegangen werden. Deren Vorteil läge damit bei rund 32,4 € Zusatzerlös/ a*kW_p inst. PV-Leistung.
- Kunden, die einen Eigenverbrauchsanteil von über 30 % erreichen, haben bis zu diesem Schwellenwert einen Vorteil von oben genannten

[81] Quelle: „Ergänzungen zu den TAB 2007“

32,4 €, darüber hinaus gilt der Richtwert, dass sie für jede weitere kWh einen Vorteil von ~ 0,08 € gegenüber den Netzeinspeisung hätten.

Die getroffene politische Weichenstellung in Form zusätzlicher monetärer Anreize für den Direktverbrauch sollte jedoch immer die jeweils bestehenden, ökologisch und ökonomisch hebbaren Lastverschiebungspotentiale betrachten und diese den eventuell möglichen Anreizen für eine weniger effiziente Nutzung des knappen Gutes Strom und den möglichen Folgen für die EEG-Umlage gegenüberstellen. Da die EEG-Umlage – fast – von der Gesamtheit der Stromkunden gezahlt wird, während die Erlöse aus dem Direktverbrauch privatisiert werden, sollte eine zusätzliche Belastung der EEG-Umlage nur dann erfolgen, wenn der Nachweis eines Nutzens des Direktverbrauchs für die Allgemeinheit erbracht ist.

Zusätzlich bleibt fraglich, ob für die PV-Einspeiser diese Gegenüberstellung der Kosten und Einnahmen das einzige Motiv für die Inanspruchnahme des Direktverbrauchs ist und inwieweit diese die zukünftige (zutreffende) Entwicklung der Haushaltsstrompreise in ihr individuelles Kalkül einbeziehen. Als weitere nicht-monetäre Motive der Anlagenbetreiber könnte auch der Wunsch nach einer (virtuellen) Unabhängigkeit vom Stromlieferanten oder der Wunsch nach einer Absicherung gegen (statistisch betrachtet relativ unwahrscheinliche) Stromausfälle in Frage kommen.

2.1.3 Wirksamkeit des §33, Abs. EEG?

Mit dem §33, Abs. 2 werden u.a. zwei positive Effekte verbunden:

- die Entlastung der Stromnetze
- das Ausbalancieren von Stromverbrauch mit der Stromproduktion.

4. **Eigenverbrauch von Solarstrom stärken:**

Die einmalige Absenkung wird auf den Eigenverbrauch nicht angewendet. Außerdem wird der Anreiz für die Bürger, auf den Eigenverbrauch umzusteigen, durch eine höhere Vergütung gestärkt: Bisher profitieren sie rd. 4 Cent pro KWh gegenüber der Einspeisung, demnächst sollen es rd. 10 Cent pro KWh sein. Die Vergütung deckt in etwa zusätzliche Investitionen ab, die mit dem Direktverbrauch verbunden sind. Die Regelung hat positive Effekte, da sie die Stromnetze entlastet und den Stromverbrauch mit der Stromproduktion ausbalanciert.

Quelle: http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/45543.php

Abbildung 2-5: Auszug aus „Eckpunkte der künftigen Photovoltaikvergütung im EEG“.[82]

Inwieweit beide Zielsetzungen mit der gegenwärtigen Rechtslage wirklich erreicht werden können, soll im Folgenden untersucht werden:

[82] [BMU 2010]: Eckpunkte PV-Vergütung

2.1.3.1 Stromnetz entlastende Effekte

Die aktuell gültige Regelung führt unter Umständen dazu, dass die Einspeisung nur bilanziell, nicht aber unbedingt physisch ins hauseigene Netz erfolgt. Solange der Strom der einspeisenden Anlage nur mittels eines einphasigen Wechselrichters aufgenommen wird, kann es vorkommen, dass die Einspeisung auf einem der drei Leiter ins öffentliche Netz erfolgt, während gleichzeitig im Haus genutzter Strom über einen anderen Leiter bezogen wird. In diesem Fall treten in der Niederspannung weniger Netz entlastende Effekte auf als vorgesehen. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, um mittels einer weiteren Prüfung unter den Aspekten der Netzsicherheit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit technische Lösungsmöglichkeiten (wie z. B. den Einsatz von 3-Phasen-Wechselrichtern etc.) zu identifizieren.

Starke monetäre Anreize für einen Direktverbrauch des Stroms im hauseigenen Netz können unter Umständen aber auch zu Effekten führen, die keine Ent-, sondern eine Belastung der Netze mit sich bringen:

Einerseits kann die Annahme, eigenen Ökostrom zu nutzen manche PV-Anlagenbesitzer dazu verleiten, nicht ausreichend in Energiespartechnologien zu investieren oder weniger sorgsam mit Strom umzugehen. Diese könnte z. B. der Fall sein, wenn auf eine mögliche Investition in ein hocheffizientes Kühlgerät verzichtet wird oder Elektrogeräte großzügiger genutzt werden. Dies führt, wenn eine Durchleitung oder Hochspeisung unterbleibt, u.U. dazu, dass zusätzlich Strom an anderen Stellen erzeugt werden muss.

Aber auch die verstärkte Nutzung von bzw. Investition in stromwärmebasierte Anwendungen oder deren feste zeitliche Nutzung (z. B. mittels Zeitschaltuhr oder smart meter) kann zu verstärkt Netz belastenden Effekten führen. Die Nutzung stromwärmebasierter Anwendungen führt dann zu den Zeiten, in denen kein oder nicht ausreichend PV-Strom vorhanden ist, zu verstärkter Lastnachfrage oder erhöhten Lastspitzen, die durch fossile Kraftwerkskapazitäten gedeckt werden müssen und gerade nicht zu einer Netzentlastung führen. Zu diesen Fragen wurden von IE Leipzig und IWES weitere Studien im Rahmen der EEG-Erfahrungsberichte erstellt, auf deren Ergebnisse hier verwiesen wird.

Aus diesem Grunde sollte bei einer Weiterentwicklung des Gedankens des Direktverbrauchs dringend darauf geachtet werden, dass

- der Effizienzgedanke beim Verbraucher nicht vernachlässigt oder gar pervertiert wird
- die Substitution von Stromwärme gerade aus Gründen des effizienten Einsatzes der Erneuerbaren Energien Priorität genießen sollte
- die Ausregelung der Nutzung der PV-Erzeugung nicht auf den einzelnen Hausbesitzer beschränkt bleiben sollte, sondern auch im Rahmen eines optimierten Netzlastmanagements des Verteilnetzbetreibers erfolgen könnte.

2.1.3.2 Ausbalancierung von Stromverbrauch und Stromproduktion

Die Ausbalancierung von Stromverbrauch und Stromproduktion kann einerseits durch eine Verlagerung der Verbrauchszeiten oder durch eine Speicherung des Sonnenstroms erreicht werden, welche Investitionen in dezentrale Speichertechnologien notwendig macht.

Als erstes ist dabei die Frage zu beantworten, inwieweit die aktuelle Gesetzeslage Anreize zur Investition in dezentrale Kleinstspeicher bietet.

Setzt man voraus, dass aus Effizienzgründen (Beachtung der Wirkungsgrade der Speichertechnologien) nur Speicher mit relativ geringen Verlusten genutzt werden sollen, kämen aktuell als dezentrale Speicher vor allem Li-Ion-Akkus in Frage, da deren Wirkungsgrade bei rund 90 % liegen, während die meisten konventionellen Speichertechnologien nur 70-80 % erreichen: Die Echtzeitnutzung des EE-Stroms hingegen bringt im Vergleich hierzu nur Leitungsverluste mit sich und sollte gegenwärtig prinzipiell privilegiert werden.

Aufgrund der Tatsache, dass sich Li-Ionen-Akkus für stationäre dezentrale Anwendungen noch im Entwicklungsstadium befinden, werden aktuell Kostenspannen von 500 – 2.000 €/ kWh angegeben[83], realistisch sind gegenwärtig Preise von über 1.000 €/ kWh. Wird ein dezentraler Speicher so dimensioniert, dass er im Mittel 70 % der Arbeit der PV-Anlagen aufnehmen kann, wäre die Investition eines Li-Ionen-Akkus bei spezifischen Kosten von 1.000 €/kWh nach rund 19,5 a (statisch berechnet) amortisiert. Fraglich ist jedoch, ob Li-Ionen-Akkus gegenwärtig solche Lebenszeiten besitzen.

Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass die Ausbalancierung von Stromverbrauch und Stromproduktion eines Haushaltes mit PV-Einspeisung in einem europaweiten Stromverbund keinen ökologischen Wert per se hat. Maßgeblich sollte die Gesamtsituation im Netz, ggf. in einzelnen Regelzonen, sein. Zusätzliche finanzielle Anreize durch eine Erhöhung der Vergütung für den PV-Direktverbrauch erscheinen daher fragwürdig. Diese können einerseits zu einer ökologisch und ökonomisch suboptimalen Überausstattung des Niederspannungsnetzes mit dezentralen Kleinstspeichern führen, andererseits müssen diese höheren Vergütungskosten zusätzlich über die EEG-Umlage finanziert werden, ohne dass diesen entsprechende Einnahmen gegenüberstünden.

[83] [VDE 2009, S. 83]: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger

2.1.3.3 Ermittlung des Anteils des PV-Direktverbrauchs im Vergleich zur PV-Einspeisung eines Privathaushalts

Erste (aufgrund der erst kurzen Lebensdauer der Direktverbrauchsregelung noch nicht repräsentative) Befragungen von Verteilnetzbetreibern[84] deuten darauf hin, dass die reale Inanspruchnahme des Direktverbrauchs unter den aktuell erwarteten 30 % der gesamten PV-Erzeugung eines Stromkunden liegt.

Daher soll hier ein erster Versuch unternommen werden, die häufig zitierte Zahl der 30 %igen Übereinstimmung zwischen PV-Einspeisung und Direktverbrauch zu überprüfen.

Um ermitteln zu können, inwieweit sich die Einspeisung einer PV-Anlage in einem Einfamilienhaus mit dem Stromverbrauch seiner Bewohner deckt, wurde in einem ersten Schritt das H0-Standardlastprofil eines (südwestdeutschen) Netzbetreibers dem standardisierten Einspeisegang einer PV-Anlage gegenübergestellt.

Dabei zeigen sich jedoch methodische Schwierigkeiten, die verdeutlichen, dass v.a. die (normierten) Werte des Standardlastprofils ungeeignet sind, um die Überschneidungen beider Lastgänge je Viertelstunde zu ermitteln.

Vielmehr wären für eine solche Berechnung sowohl mindestens viertelstundengenaue Einspeiselastgänge mehrerer PV-Anlagen (mit W-, SW-, S-, SO- und O-Ausrichtung) als auch *gemessene* Lastprofile verschiedener Typen von Haushalten mit unterschiedlichen Nutzerprofilen notwendig:

Beispielhaft sei dies an einer Graphik mit den Werten einer Winterwoche verdeutlicht (vgl. Abbildung 2-6): Verfügbare (und hier genutzte Daten) waren gemessene Einspeisedaten einer 1-MW_p-PV-Freiflächenanlage (mit optimierter Ausrichtung und ohne Verschattungseffekte) und das H0-Profil eines südwestdeutschen Verteilnetzbetreibers. Das H0-Profil lag in einer auf einen Verbrauch von 1000 kWh/a normierten Form vor, so dass zur besseren Vergleichbarkeit auch die Einspeisung der PV-Anlage normiert wurde. Somit würde bei einer realistischeren Annahme eines Verbrauchs von 4.000 kWh und einer PV-Anlage von 4 kW_p jedoch das gleiche Zahlenverhältnis von Verbrauch zu PV-Einspeisung auftreten.

Da jedoch das vorliegende H0-Profil den Durchschnitt aller Privathaushalte (ohne Nachtspeicherheizungen o.ä.) darstellt, nivelliert dieses die Lastspitzen, die bei der Messung des Verbrauchs eines einzelnen Haushaltes auftreten würden und verfälscht somit die Ermittlung der Deckungsgleichheit von PV-Einspeisung und Stromverbrauch.

[84] Mailkontakte mit Julian Müller, Stadtwerke München und Rainer Bäsmann, N-Ergie

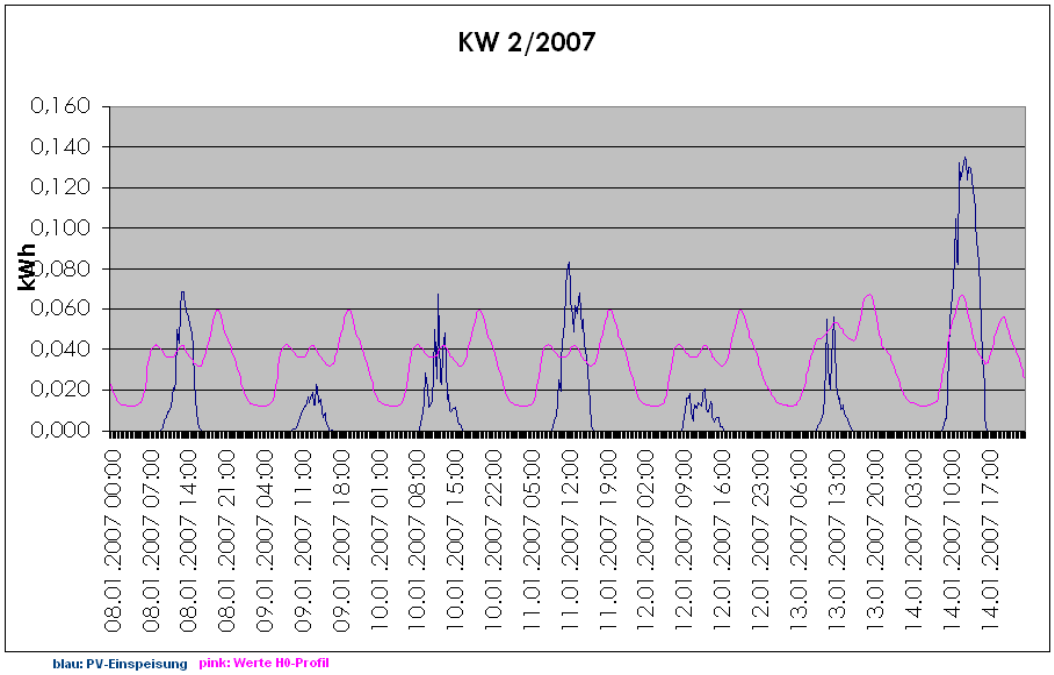


Abbildung 2-6: PV-Einspeisung und Stromverbrauch gemäß H0-Profil einer Winterwoche.

Daher sollte eine wissenschaftlich verwertbare Ermittlung des PV-Direktverbrauchspotentials auf der Basis

- gemessener Lastgänge verschiedener Haushaltstypen (tagsüber an- oder abwesend, sparsamer oder eher unbesorgter Umgang mit Elektrizität, Einsatz oder Substitution von Stromwärme etc.)
- gemessener Einspeiseprofile (unterschiedliche Ausrichtungen, diverse Grade von Teilverschattungen) und
- jeweils im Vergleich unterschiedlicher Typen von PV-Anlagen und Verbrauchsmustern miteinander

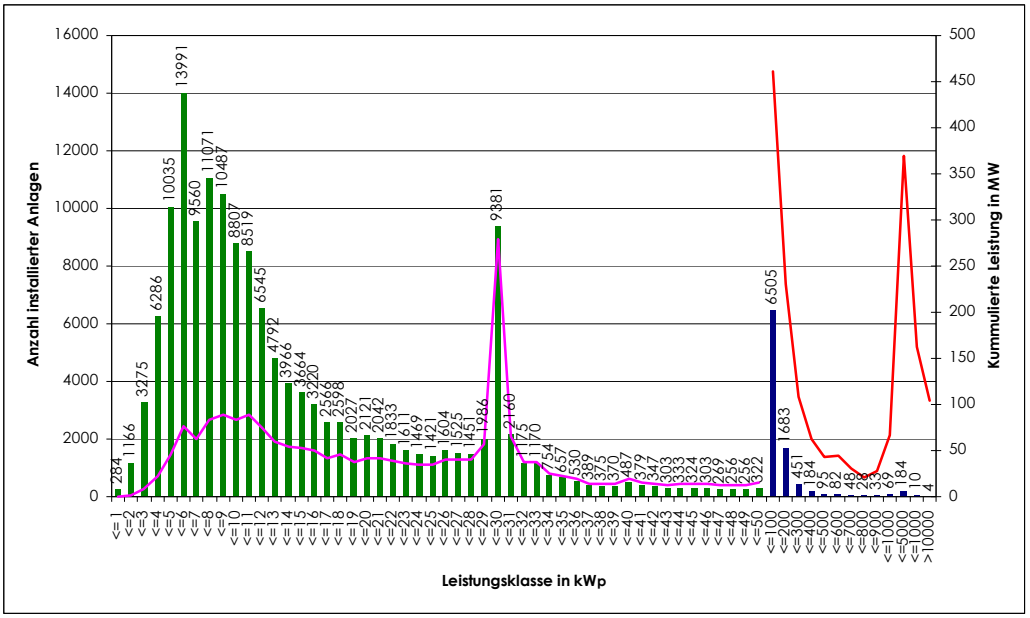
erfolgen. Dabei bliebe jedoch zu klären, inwieweit eine solche Gegenüberstellung wirklich die realen (mengengewichteten) Fälle des Verhältnisses von PV-Einspeisung zu Stromverbrauch abbildet bzw. abbilden kann und damit den realen Werten des Direktverbrauchs entspricht.

Ebenso bliebe zu ermitteln, inwieweit die Nutznießer des PV-Direktverbrauchs überhaupt Eigenheimbesitzer sind: Abbildung 2-7 zeigt eine Auswertung der Installationszahlen von PV-Anlagen im Jahr 2009 nach Anlagengröße und kumulierter Leistung je Anlagengröße.

Dabei zeigt sich eine klare Spitze bei den Anlagen, die gerade noch in die niedrigste Vergütungsstufe, d.h. bis zu einer Peakleistung von 30 kW_p, fallen. Somit kommen nicht nur Eigenheimbesitzer, sondern auch viele andere Typen von Stromkunden (Landwirte, Schulen, Gewerbebetrieb) als Nutzer des Direktverbrauchs in Frage, für die jeweils die zahlenmäßige

Inanspruchnahme dieser Regelung an sich, aber auch ein Nutzungsprofil untersucht werden müsste.

Nur mittels der Auswertung solcher (und ggf. weiterer) Zahlen von PV-Anlagenbesitzern, die nicht Eigenheimbesitzer sind, könnten dann die möglichen Auswirkungen der Ausweitung der Direktverbrauchsregelung abgeschätzt werden. Zu diesen Fragen wurden von IE Leipzig und IWES weitere Studien im Rahmen der EEG-Erfahrungsberichte erstellt, auf deren Ergebnisse hier verwiesen wird.



Quelle: eigene Berechnungen auf der Basis der Daten der Bundesnetzagentur

Abbildung 2-7: Neuinstallationen von PV-Anlagen im Jahr 2009 nach Zahl und Leistung der Anlagen.

2.2 Rechtliche Aspekte des PV-Direktverbrauchs (BBH)

2.2.1 Einführung

Die Zahlung einer Vergütung für direkt verbrauchten Strom nach § 33 Abs. 2 EEG stellt einen besonderen Fördermechanismus des EEG dar, bei dem das grundsätzliche Fördersystem des EEG durchbrochen wird. Während nach dem allgemeinen Fördersystem eine Vergütung für eingespeisten Strom gezahlt wird, findet beim Direktverbrauch eine Vergütungszahlung statt, ohne dass der Netzbetreiber Strom erhält. In den EEG-Ausgleichsmechanismus gehen keine Strommengen, sondern lediglich Vergütungszahlungen. Die Vergütung für den Direktverbrauch ist damit strukturell mit einer Prämie für Strom aus Erneuerbaren Energien zu vergleichen.

Eine gewisse Ähnlichkeit mit der Vergütung für den Direktverbrauch weisen die Regeln zur kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe nach § 8 Abs. 2 EEG auf. Auch bei der kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe wird der Strom vor dem Netzverknüpfungspunkt verbraucht. Jedenfalls physikalisch gelangt kein Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung. Bilanziell gelangt der Strom aus der EEG-Anlage allerdings in den EEG-Ausgleichsmechanismus. Die Vergütung erfolgt für jedenfalls bilanziell eingespeisten EEG-Strom.

Die folgenden rechtlichen Ausführungen zeigen Probleme auf, die sich bei der Abwicklung der Regelungen zum PV-Direktverbrauch unter rechtlichen Gesichtspunkten gezeigt haben. Soweit Anpassungen der gesetzlichen Regelungen vorgeschlagen werden, werden diese immer unter der Voraussetzung gemacht, dass die Regelungen zum PV-Direktverbrauch in der aktuellen Form jedenfalls grundsätzlich beibehalten werden.

2.2.2 Rechtliche Vorgaben zum Messkonzept

Die Geltendmachung des Anspruchs über den Direktverbrauch setzt voraus, dass der Anlagenbetreiber nachweist, welche Mengen er direkt verbraucht hat. Hierfür ist ein Messkonzept erforderlich, das die Erfassung der entsprechenden Mengen ermöglicht.[85]

Um die selbstverbrauchte Menge zu ermitteln, ist es erforderlich, dass die von der PV-Anlage erzeugte Strommenge, die am Netzverknüpfungspunkt in das Netz eingespeiste Menge und die aus dem Netz bezogene Strommenge gemessen werden.[86] Aus dem EEG selbst ergeben sich keine unmittelbaren Vorgaben für das Messkonzept. Rechtlich besteht deshalb lediglich die Vorgabe, dass über die Messung ein einwandfreier Nachweis des direkt verbrauchten Stroms möglich sein muss. Allerdings ist wohl davon auszugehen, dass die Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)[87] und der Niederspannungsanschlussverordnung Strom (StromNAV)[88] auch für Messeinrichtungen gelten, die den EEG-Strom messen, wenn über diese Messeinrichtungen gleichzeitig der Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung gemessen wird.[89] Außerdem müssen die Messeinrichtungen jedenfalls den eichrechtlichen Vorgaben genügen.[90]

---

85 Siehe dazu auch *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 33 Rn. 48; *Bönning*, in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 33 Rn. 22.

86 Siehe *Weißenborn*, in: Böhmer/Weißenborn, Erneuerbare Energien, 2. Aufl. 2009, S. 261, 364; *Bönning*, in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 33 Rn. 22.

87 Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).

88 Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV) vom 01.11.2006, BGBl. I S. 2477.

89 Empfehlung der EEG-Clearingstelle vom 29.12.2009, Az. 2008/20.

90 Rauch, ZNER 2009, 20.

Der BDEW schlägt für die Messung im Rahmen des § 33 Abs. 2 EEG in der – rechtsunverbindlichen – Umsetzungshilfe zum EEG vor, dass eine Messung mit Rücklaufsperre an der PV-Anlage installiert wird und außerdem am Netzverknüpfungspunkt (in der Regel am Hausanschluss) ein Zweirichtungszähler eingebaut wird.[91] Detailliertere Vorgaben für die Messung finden sich in den – ebenfalls nicht rechtsverbindlichen – Ergänzungen zu den Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz (TAB 2007) des BDEW. Viele Netzbetreiber verweisen in Netzanschluss- oder Netznutzungsverträgen auf die TAB des BDEW. In den Ergänzungen zu den TAB wird u. a. ausgeführt, dass für die Messung für den Bezug aus dem Netz des Netzbetreibers und für die Lieferung in das Netz des Netzbetreibers vorzugsweise ein Zweirichtungszähler verwendet werden solle. Alternativ sei aber auch der Einsatz je einer Messeinrichtung mit Rücklaufsperre für Bezug und Lieferung auf separaten Zählerfeldern möglich. Die Ausführung sei mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Nach den rechtlichen Vorgaben des EEG muss ein einwandfreier Nachweis über die direkt verbrauchten Strommengen möglich sein. Ob dies über einen Zweirichtungszähler oder über zwei separate Zähler erfolgt, ist dabei grundsätzlich unerheblich. Der vergütungspflichtige Netzbetreiber kann nicht ein bestimmtes Messkonzept verlangen. Sofern allerdings an dem Netzverknüpfungspunkt auch der Bezug erfasst wird, finden nach der Entscheidung der EEG-Clearingstelle auch die Vorgaben der Niederspannungsanschlussverordnung Strom (StromNAV) Anwendung. Nach § 20 Abs. 1 Satz 1 StromNAV ist der Netzbetreiber berechtigt, technische Anschlussbedingungen festzulegen. Dies spricht dafür, dass der Netzbetreiber grundsätzlich berechtigt ist, Bedingungen für die Messeinrichtung zu machen. Da die Zweirichtungszählung jedoch allein für die Erfassung des EEG-Stroms erforderlich ist, erscheint es aber fraglich, ob der Netzbetreiber tatsächlich berechtigt ist, die Art des Messkonzepts vorzugeben. Hingegen spricht einiges dafür, dass sich der Anlagenbetreiber entscheiden kann, ob er die Variante des Zweirichtungszählers oder der separaten Zählfelder wählt, wobei er sich in der Regel für die kostengünstigere Variante entscheiden wird.

2.2.3 Reduzierung des Strompreises durch Direktverbrauch

Die im Jahr 2009 eingeführte Regelung zum Direktverbrauch geht davon aus, dass der Haushaltsstrompreis etwa 20 ct/kWh beträgt und der Anlagenbetreiber diesen Strompreis erspart, wenn er Strom im Rahmen des Direktverbrauchs nutzt. Mit einer Reduzierung der EEG-Vergütung um 18 ct/kWh besteht damit ein Anreiz von 2 ct/kWh. Durch die am 7. Juli 2010 beschlossene EEG-Novelle[92] wird der Anreiz nunmehr sogar auf bis zu 8 ct/kWh erhöht.

---

[91] BDEW, Umsetzungshilfe zum EEG 2009, Version 1.1, S. 72 f.

[92] Siehe dazu BT-Drs. 17/1147.

Es ist allerdings fraglich, ob der Anlagenbetreiber tatsächlich den Strompreis von 20 ct/kWh erspart, wenn er diesen Durchschnittspreis zahlt. Denn bei einem Strompreis, der sich aus Grundpreis und Arbeitspreis zusammensetzt, führt eine Reduzierung des Verbrauchs lediglich zu einer Verringerung des Arbeitspreises, während der Grundpreis gleich bleibt. Damit führt die Verbrauchsverringerung zu einer verhältnismäßig geringeren Reduzierung des Strompreises als dem Durchschnittspreis. Wie hoch die tatsächliche Verringerung der Strombezugskosten durch den Direktverbrauch unter Berücksichtigung dieses Effekts ist, wurde nicht untersucht.

Es wurde die Frage aufgeworfen, ob es rechtliche Instrumente gibt, mit denen von Stromversorgern verlangt werden kann, dass für PV-Anlagenbetreiber besondere Tarifmodelle angeboten werden, die die Ersparnis durch den Direktverbrauch erhöhen. Nach aktuellen rechtlichen Vorgaben sind Stromversorger in ihrer Tarifgestaltung grundsätzlich frei. Ob sie einen Tarif aus Grundpreis und Arbeitspreis oder nur aus einem Arbeitspreis anbieten, können die Stromversorger also unabhängig entscheiden. Es können auch verschiedene Tarife angeboten werden, die beide Modelle vorsehen. Ein einheitlicher Tarif muss nur im Rahmen der Grundversorgung angeboten werden.

Nach unserer Kenntnis werden in der Praxis alle möglichen Tarifmodelle angeboten. Aus Sicht der PV-Anlagenbetreiber ist ein reiner Arbeitspreis besonders günstig, wie dies von einzelnen Stromanbietern angeboten wird. PV-Anlagenbetreiber mit Direktverbrauch könnten Anbieter mit solchen Tarifen wählen, um einen möglichst hohen Einspareffekt durch den Direktverbrauch zu erlangen.

Für einen Grundpreis dürften andererseits auch energiewirtschaftliche Gründe sprechen. Denn zum Ersten hat ein Stromversorger feste Kosten, die er über den Grundpreis weitergibt. Zum Zweiten werden die Netzentgelte auch bei Standardlastprofilkunden auf der Grundlage eines Leistungspreises und Arbeitspreises berechnet (vgl. § 18 Abs. 6 StromNEV), so dass durch den Anschluss von Anlagenbetreibern im PV-Direktverbrauch keine wesentliche Reduzierung der Netzentgelte zu erwarten ist.

Es wäre zwar grundsätzlich denkbar, Vorgaben für die Stromversorger zur Schaffung besonderer Tarifmodelle für Anlagenbetreiber im Direktverbrauch zu schaffen. Solche rechtlichen Vorgaben könnten aber rechtlich problematisch sein. Denn darin läge zum Einen ein Eingriff in den Wettbewerb. Zum Anderen könnte ein Eingriff in die Rechte der Stromversorger darin liegen, dass diese Preise anbieten müssen, die nicht ihrer Kostenstruktur entsprechen. Schließlich ist zu bedenken, dass ein reiner Arbeitspreis energiewirtschaftlich wohl nicht sinnvoll ist, da er die tatsächliche Kostenstruktur nicht abbilden kann.

2.2.4 Eigenverbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe

Nach § 33 Abs. 2 EEG ist der Direktverbrauch einschlägig, wenn der Strom vom Anlagenbetreiber oder von Dritten in "unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage" verbraucht wird. Auch nach der Änderung des § 33 Abs. 2 EEG durch die PV-Novelle vom Juli 2010 bleibt es dabei, dass der Strom in "unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage" verbraucht werden muss.[93]

2.2.4.1 Auslegung des § 33 Abs. 2 EEG

Nach dem Wortlaut des § 33 Abs. 2 EEG kommt es nicht darauf an, dass der Strom vor dem Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbraucht wird. Das Gesetz verlangt lediglich, dass der Strom „in unmittelbarer räumlicher Nähe“ verbraucht wird. Der Begriff der räumlichen Nähe wird in der Kommentarliteratur so ausgelegt, dass jedenfalls auch Nachbargrundstücke in räumlicher Nähe liegen.[94] Ob darüber hinaus auch die weitere Umgebung in einer Wohnsiedlung erfasst ist, ist fraglich,[95] erscheint aber jedenfalls nach dem Wortlaut der Norm nicht vollkommen unvertretbar.

Mit dieser Auslegung des Begriffs der räumlichen Nähe kann ein Direktverbrauch grundsätzlich auch dann vorliegen, wenn der Strom über ein Netz der allgemeinen Versorgung entweder an eine andere Abnahmestelle des Anlagenbetreibers oder aber an einen Dritten in räumlicher Nähe geliefert wird.[96] Dies erweitert die Möglichkeiten des Direktverbrauchs erheblich. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass dann auch beim Direktverbrauch eine Belastung des Netzes jedenfalls auf der untersten Ebene möglich ist.

Es stellt sich jedoch die Frage, ob der Gesetzeszweck der Netzentlastung es nicht verlangt, dass der Direktverbrauch vor dem Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz der allgemeinen Versorgung erfolgen muss.[97] Aus diesem Grund könnte der Begriff der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ so auszulegen sein, dass er nur Anschlusspunkte vor dem Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung umfasst. Aus dem Wortlaut oder der Gesetzesbegründung ist dies allerdings nicht unmittelbar zu entnehmen.

Nach unserer Kenntnis ist diese Frage bislang weder durch Gerichte noch durch die EEG-Clearingstelle entschieden worden. Auch ist uns kein Fall

---

93 Siehe dazu BT-Drs. 17/1147, S. 4.

94 *Schomerus*, in: Frenz/Müggenborg, EEG, § 33 Rn. 35; *Bönning*, in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 33 Rn. 21; *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 33 Rn. 49.

95 Dazu *Bönning*, in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 33 Rn. 21.

96 Dies entspricht der Auslegung des Begriffs „im räumlichen Zusammenhang“ in § 9 Abs. 1 StromStG.

97 So wohl *Oschmann/Sösemann*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. (im Erscheinen), § 33 Rn. 22.

bekannt, in dem diese Frage eine Rolle gespielt hat. Dies könnte dafür sprechen, dass bislang die Nutzung des Stroms durch Anlagenbetreiber an einer anderen Abnahmestelle, die nur über ein Netz der allgemeinen Versorgung mit der Anlage verbunden ist, keine Rolle spielt. Bei einer Erhöhung des Direktverbrauchs aufgrund der Ausweitung auf Anlagen bis 500 kW könnte die Frage allerdings an Relevanz gewinnen. Insoweit ist hier eine Klarstellung geboten.

Demgemäß wird für § 33 Abs. 2 Satz 1 EEG folgende Formulierung vorgeschlagen

Für Strom aus Anlagen […] besteht ein Anspruch auf Vergütung, soweit die Anlagenbetreiberin, der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom selbst verbrauchen und der Strom nicht über ein Netz nach § 3 Nr. 7 durchgeleitet wird.

2.2.4.2 Verhältnis zu § 16 Abs. 4 EEG

§ 16 Abs. 4 EEG regelt Ausnahmen zu der „Andienungspflicht“ des Anlagenbetreibers für die gesamte in der EEG-Anlage erzeugte Strommenge. Nach § 16 Abs. 4 EEG müssen Anlagenbetreiber grundsätzlich die gesamte in der EEG-Anlage erzeugte Strommenge in das Netz einzuspeisen und dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen, wenn sie die EEG-Vergütung geltend machen wollen. Ausnahmen von diesem Grundsatz bestehen nur, wenn der Anlagenbetreiber den Strom selbst verbraucht (lit. b) oder wenn der Strom von Dritten verbraucht wird, die an ein Netz des Anlagenbetreibers angeschlossen sind (lit. c).

§ 33 Abs. 2 EEG sieht sowohl in der aktuellen Fassung als auch in der hier vorgeschlagenen modifizierten Fassung vor, dass ein Direktverbrauch vorliegt, wenn der Strom von **Dritten verbraucht wird, die nicht an ein Netz des Anlagenbetreibers angeschlossen** sind. Dies macht grundsätzlich auch Sinn, da der Gesetzeszweck des § 33 Abs. 2 EEG, der eine Entlastung der Versorgungsnetze erreichen will, unabhängig davon erreicht wird, ob der Strom über ein Netz erfolgt, das dem Anlagenbetreiber gehört. Dies steht jedoch in Widerspruch zu § 16 Abs. lit. 4.c) EEG. Diese Vorschrift erlaubt dem Anlagenbetreiber nur den Strom als Direktverbrauch zu verwenden – und damit die Vergütung nach § 33 Abs. 2 EEG geltend zu machen –, der von Dritten verbraucht wird, die an ein Netz des Anlagenbetreibers angeschlossen sind.

Um die bestehenden Widersprüche zwischen § 33 Abs. 2 EEG und § 16 Abs. 4 EEG zu beseitigen, wird daher vorgeschlagen, § 16 Abs. 4 EEG dahingehend zu modifizieren, dass der an Dritte gelieferte Strom auch dann von der Andienungspflicht ausgenommen wird, wenn er über das Netz eines Dritten geliefert wird, sofern es sich nicht um ein Netz für die allgemeine Versorgung handelt. Wie auch im Rahmen des § 33 Abs. 2 EEG erscheint eine Beschränkung auf Stromlieferungen außerhalb eines Versorgungsnetzes sinnvoll, da damit eine Privilegierung des dezentralen

Stromverbrauchs statt.[98] Strommengen, die in das Netz des Netzbetreibers gelangen, sollten jedoch in jedem Falle ausgenommen werden, da der Netzbetreiber andernfalls eine getrennte Erfassung und Bilanzierung von EEG-Strommengen, die in den EEG-Bilanzkreis gehen, und von Strommengen, die noch als Eigenverbrauch gelten, vornehmen müsste.

Die vorgeschlagene Modifikation des § 16 Abs. 4.c) EEG erscheint auch vor dem Hintergrund sinnvoll, dass § 16 Abs. 4.c) EEG in der gegenwärtigen Form praktisch keinen Anwendungsbereich hat. Denn es wird kaum Anlagen geben, deren Strom von Dritten verbraucht wird, die aber an ein Netz angeschlossen sind, das der Anlagenbetreiber betreibt bzw. das in seinem Eigentum steht.

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass die Ausnahme in § 16 Abs. 4.b) EEG für den Eigenverbrauch des Anlagenbetreibers überhaupt keinen Netzbezug aufweist. Für den Verbrauch des Stroms durch den Anlagenbetreiber ist es damit nach aktueller Rechtslage unerheblich, ob der Strom über ein Netz des Anlagenbetreibers, über das Netz eines Dritten oder gar über ein allgemeines Versorgungsnetz geliefert wird. Dieser weite Anwendungsbereich erscheint jedoch nicht zweckmäßig. Auch hier sollte deshalb eine Beschränkung auf den Eigenverbrauch erfolgen, bei dem keine Lieferung über ein Netz für die allgemeine Versorgung erfolgt.

Im Ergebnis wird daher vorgeschlagen, die Regelung in § 16 Abs. 4 lit. b) und c) EEG durch folgende lit. b) und c) zu ersetzen:

„b) der nicht von ihnen selbst oder von Dritten verbraucht wird und

c) der nicht über ein Netz nach § 3 Nummer 7 durchgeleitet wird.“

Anmeldung und Abmeldung des Direktverbrauchs

Der Anlagenbetreiber kann nach § 33 Abs. 2 EEG frei entscheiden, ob er die Vergütungsvariante des Direktverbrauchs wählt oder ob er die anderen Vergütungsvarianten des EEG – die Einspeisung nach § 8 Abs. 1 EEG oder die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung nach § 8 Abs. 2 EEG – wählt. Keine Regelung enthält das EEG dazu, wie und wann der Anlagenbetreiber die Entscheidung darüber treffen muss. Dies steht im Gegensatz etwa zu den Regeln zur Direktvermarktung, wo klare Fristen für die An- und Abmeldung der Direktvermarktung enthalten sind.

Eine Mitteilungspflicht des Anlagenbetreibers über die Strommengen nach § 33 Abs. 2 EEG ergibt sich aus § 46 Nr. 1 EEG. Daraus ist aber nicht ersichtlich, zu welchem Zeitpunkt diese Mitteilungspflicht zu erfolgen hat. Es wird teilweise angenommen, dass der Anlagenbetreiber die Variante nach § 33 Abs. 2 EEG zumindest vor Wahrnehmung dieser Variante dem Netz-

[98] Siehe dazu auch siehe dazu auch Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts, Vorhaben IV, 3. Zwischenbericht (Oktober 2010), S. 73.

betreiber mitteilen müsse.[99] Dies ergebe sich aus der Anwendung der Regeln zum Kaufrecht auf die Stromeinspeisung nach dem EEG. Aus dem Grundsatz in § 45 Abs. 1 EEG, wonach die Daten generell unverzüglich zur Verfügung zu stellen sind, könnte man auch folgern, dass die Strommengen nach § 33 Abs. 2 EEG zeitnah mitzuteilen sind.

Um die Abwicklung der Abrechnung und der Vergütungszahlungen zu gewährleisten, erscheint es jedenfalls zweckmäßig, dass der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber die Entscheidung über die Wahrnehmung des Direktverbrauchs vorher mitteilt. Aus denselben Gründen erscheint es auch notwendig, dass der Anlagenbetreiber den Netzbetreiber rechtzeitig informiert, wenn er aus dem Direktverbrauch wieder aussteigt. Zur Klarstellung erscheint es unter Umständen sinnvoll, zeitliche Vorgaben über die Meldepflichten zu An- und Abmeldung des Direktverbrauchs zu regeln.

2.2.5 30-kW-Grenze bzw. 500-kW-Grenze

Nach § 33 Abs. 2 EEG gilt die Regelung zum PV-Direktverbrauch für Strom aus Anlagen „nach Absatz 1 Nr. 1 bis einschließlich einer Leistung von 30 kW“. In Absatz 1 Nr. 1 wird die Vergütung bis einschließlich einer Leistung von 30 kW geregelt. Nach der EEG-Novelle von Juli 2010 ist die Grenze nunmehr auf 500 kW angehoben worden.

Es wird teilweise die Auffassung vertreten, dass die Vergütung nach § 33 Abs. 2 EEG auch für Strom aus Anlagen mit mehr als 30 kW – bzw. nunmehr 500 kW – beansprucht werden kann, und zwar anteilig bis zu einer Leistung von 30 kW (bzw. 500 kW).[100] Diese Auffassung ist aber vereinzelt geblieben und dürfte sich angesichts des eindeutigen Wortlauts des Gesetzes in der Rechtspraxis und vor einem Gericht auch nicht durchsetzen.[101] Eine gesetzliche Klarstellung erscheint in dieser Hinsicht wohl nicht erforderlich.[102]

Fraglich könnte allerdings sein, unter welchen Voraussetzungen eine Anlage bis 30 kW vorliegt. Nach dem Anlagenbegriff des EEG in § 3 Nr. 1 gehören zur Anlage im Wesentlichen die stromerzeugenden Einrichtungen. Bei einer PV-Anlage wird demgemäß vertreten, dass als Anlage auch ein einzelnes Modul einer größeren PV-Anlage gilt.[103] Dies würde bedeuten, dass eine PV-Anlage mit mehreren Hundert kW als eine Vielzahl von Einzelanlagen gelten würde, da derart große Anlagen niemals nur aus einem Modul bestehen.

---

99 *Weißenborn*, in: Böhmer/Weißenborn, Erneuerbare Energien, 2. Aufl. 2009, S. 261, 361.

100 *Bönning*, in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 33 Rn. 19.

101 Vgl. *Weißenborn*, in: Böhmer/Weißenborn, Erneuerbare Energien, 2. Aufl. 2009, S. 261, 363; *Schomerus*, in: Frenz/Müggenborg, EEG, § 33 Rn. 34; *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 33 Rn. 46.

102 Nach *Oschmann/Sösemann*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. (im Erscheinen), § 33 Rn. 16 sei diese Auffassung nach der EEG-Novelle aufgrund des geänderten Wortlauts nicht mehr vertretbar.

103 EEG-Clearingstelle, Empfehlung vom 10.6.2009, Az. 2009/5; *Bönning*, in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 6 Rn. 4.

Dieselbe Rechtsfrage stellt sich auch im Zusammenhang mit den Voraussetzungen nach § 6 Nr. 1 EEG, wonach Anlagen ab 100 kW Einrichtungen zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Abregelung aufweisen müssen. Auch im Rahmen von § 6 Nr. 1 EEG hat die EEG-Clearingstelle zum EEG 2009 entschieden, dass bei PV-Anlagen das einzelne Modul als Anlage gilt.[104]

Um Rechtsunsicherheit bei der Anwendung des § 33 Abs. 2 EEG zu beseitigen und das gesetzgeberische Ziel zu erreichen, nur Kleinanlagen bis 500 kW von der Privilegierung des Direktverbrauchs zu erfassen, erscheint es zweckmäßig, den Anlagenbegriff bei PV-Anlagen für die Anwendung in § 33 Abs. 2 EEG klarzustellen. Als sinnvolles Kriterium für die Erfassung einer Anlage kommt etwa die Summe der Module an oder auf einem Gebäude oder der gemeinsame Anschluss von PV-Modulen über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt in Frage.

2.2.6 Direktverbrauch und Konzessionsabgabe

Durch den Direktverbrauch von Strom aus PV-Anlagen gemäß § 33 Abs. 2 EEG beziehen die Anlagenbetreiber insgesamt weniger Strom. Denn der in den PV-Anlagen selbst erzeugte und verbrauchte Strom muss nicht mehr aus dem Netz der allgemeinen Versorgung von einem Stromlieferanten bezogen werden. Fraglich ist welche Auswirkungen dies auf das Konzessionsabgabenaufkommen hat.

2.2.6.1 Abwicklung der Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe wird gemäß § 2 Abs. 1 Konzessionsabgabenverordnung[105] (KAV) in Cent je gelieferter Kilowattstunde gezahlt. Die Konzessionsabgabe schuldet der Betreiber des örtlichen Stromnetzes gegenüber den Gemeinden und Landkreisen. Der Netzbetreiber wälzt die Kosten aus der Konzessionsabgabe – praktisch immer – an die Netzkunden, also die Verbraucher von Strom, weiter. Letztverbraucher von Strom zahlen die Konzessionsabgabe entweder als Bestandteil des Strompreises an den Stromlieferanten, wenn der Stromliefervertrag die Netznutzung mit umfasst. Wenn der Letztverbraucher die Netznutzung selbst regelt, führt er die Konzessionsabgabe unmittelbar an den Netzbetreiber ab.

2.2.6.2 Keine Konzessionsabgabe für direkt verbrauchten Strom

Mit der Reduzierung der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogenen Strommenge könnte sich auch die Konzessionsabgabe reduzieren. Dies wäre dann der Fall, wenn für den selbst verbrauchten Strom die Konzessionsabgabe nicht anfallen würde.

---

[104] Hinweis der EEG-Clearingstelle vom 23.09.2010, Az.: 2009/14.

[105] Konzessionsabgabenverordnung vom 22.7.1999 (BGBl. II, S. 1669) zuletzt geändert am 1.11.2006 (BGBl. I S. 2477).

Eine Definition der Konzessionsabgaben enthält § 48 Abs. 1 EnWG, die derjenigen in § 1 Abs. 2 KAV entspricht. Danach sind Konzessionsabgaben Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten. Die Konzessionsabgabe ist dabei nach der KAV zu zahlen in Cent „je gelieferter Kilowattstunde". Anknüpfungspunkt der Konzessionsabgabe ist dabei die Nutzung der öffentlichen Verkehrswege in der jeweiligen Gemeinde. Zu diesen gehören Straßen, Wege und Plätze, die dem öffentlichen Verkehr gewidmet sind[106]. Aus der Begrifflichkeit „Verkehrsweg" ergibt sich dabei der zwingende Zusammenhang zur vorrangigen Transportfunktion des Grundstücks. Nicht dazu gehören demnach private Wege und Grundstücke. Solange demnach, wie in dem vorliegenden Fall, die Leitungen nur dazu dienen, Strom in dem Gebäude zu verteilen, in dem er produziert wurde, liegt keine Nutzung „öffentlicher Verkehrswege" vor.

Die Konzessionsabgabe könnte jedoch dann anfallen, wenn der Selbstverbrauch wie eine „Lieferung von Strom" behandelt würde. Voraussetzung für das Anfallen der Konzessionsabgabe nach § 2 Abs. 1 KAV ist grundsätzlich die „Lieferung" von Strom. Zwar findet beim Direktverbrauch weder bilanziell noch physikalisch eine Lieferung von Strom an den Anlagenbetreiber statt. Fraglich ist jedoch, ob der Begriff der Lieferung in § 2 Abs. 1 KAV weit ausgelegt werden kann und auch den Fall des Direktverbrauchs von Strom erfassen kann.

Anhaltspunkt für eine derartige Auslegung könnte die umsatzsteuerrechtliche Behandlung des Direktverbrauchs sein. Dabei wird die Auffassung vertreten, dass im Falle des Direktverbrauchs jedenfalls im steuerrechtlichen Sinne eine Lieferung von Strom vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber erfolgt und eine gleichzeitige Rücklieferung von Strom vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber.[107] Im Hinblick auf das Konzessionsabgabenrecht scheint eine solche Auslegung aber wohl nicht möglich zu sein. Schon der Wortlaut des Begriffs „geliefert" lässt es kaum zu, bei einem fehlenden physikalischen und bilanziellen Bezug durch den Anlagenbetreiber von einer Lieferung zu sprechen. Auch der Sinn und Zweck der Konzessionsabgabe als Gegenleistung für eine tatsächliche Netznutzung bzw. Nutzung öffentlicher Wege spricht gegen eine solche Auslegung. Denn es findet im Falle des Direktverbrauchs gerade keine Netznutzung statt.

Demgemäß ist davon auszugehen, dass für den direkt verbrauchten Strom keine Konzessionsabgabe erhoben werden kann.

---

106 *Theobald,* in: Danner/Theobald, EnWG I, § 46 Rn. 16; *Salje,* EnWG, § 46 Rn. 24.

107 Siehe *BMF*, Umsatzsteuerrechtliche Behandlung des sog. Direktverbrauchs nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ab dem 1. Januar 2009 (§ 33 Abs. 2 EEG), IV B 8 – S 7124/07/10002.

2.2.6.3 Möglichkeiten der Erhöhung des Konzessionsabgabenaufkommens

Mit einem zunehmenden Anteil des direkt verbrauchten Stroms und einer damit einhergehenden Reduzierung des aus dem Netz bezogenen Stroms verringert sich damit das Konzessionsabgabenaufkommen der Gemeinden. Dies kann zu Einnahmeverlusten für die Gemeinden führen. Fraglich ist aber, ob es rechtlich zulässige Möglichkeiten gibt, die Gestaltung der Konzessionsabgaben so zu ändern, dass trotz eines geringeren Stromverbrauchs wegen des PV-Direktverbrauchs das Konzessionsabgabenaufkommen der Gemeinden nicht reduziert wird.

2.2.6.3.1 Änderung der Konzessionsverträge

Denkbar wäre hierfür, dass die Konzessionsabgabe erhöht wird, so dass die geringeren Strommengen, für die die Konzessionsabgabe erhoben wird, durch eine höhere Konzessionsabgabe kompensiert werden. Eine Erhöhung der Konzessionsabgabe würde voraussetzen, dass die Vereinbarung über die Konzessionsabgaben im Konzessionsvertrag zwischen Gemeinde und Netzbetreiber geändert würde. In einem zweiten Schritt müsste dann eine rechtliche Regelung gefunden werden, die dem Netzbetreiber die Weitergabe der erhöhten Konzessionsabgabe erlaubt.

Die Anpassung der Konzessionsverträge zwischen Gemeinde und Netzbetreiber zum Zweck der Erhöhung der Konzessionsabgabe wäre grundsätzlich rechtlich möglich. Dabei sind allerdings die rechtlichen Schranken der KAV zu berücksichtigen. Die KAV setzt in § 2 Höchstgrenzen für die zulässigen Konzessionsabgaben. Die Höchstgrenzen differenzieren zwischen verschiedenen Kundengruppen sowie der Einwohnerzahl der Gemeinde. Diese Höchstgrenzen für die Konzessionsabgabe werden nach Kenntnis der Gutachter in praktisch allen bestehenden Konzessionsverträgen durch die Beteiligten auch ausgenutzt. Dies bedeutet, dass eine Erhöhung der Konzessionsabgabe in diesen Verträgen faktisch nicht mehr in Frage kommt.

Auch eine Erhöhung durch die Vereinbarung zusätzlicher Kostenbestandteile kommt nicht in Frage. Denn die Konzessionsabgabe darf nur in Cent je gelieferter Kilowattstunde vereinbart werden.

Eine Erhöhung der Konzessionsabgabe im Wege einer Anpassung der Konzessionsverträge scheint deshalb nicht erfolgversprechend. Aus denselben Erwägungen erscheint auch eine Erhöhung durch den Abschluss von Neuverträgen nicht geeignet, das Konzessionsabgabenaufkommen zu erhöhen. Im Ergebnis dürfte deshalb eine Kompensation des Konzessionsabgabenaufkommens aufgrund eines erhöhten Direktverbrauchs durch eine Anpassung der Konzessionsabgabe nicht in Frage kommen.

2.2.6.3.2 Änderung der KAV

Es müsste deshalb nach anderen Wegen gesucht werden, wie die Reduzierung des Konzessionsabgabenaufkommens der Gemeinden durch eine Erhöhung des Direktverbrauchs kompensiert werden kann. Unter Umständen käme eine Anpassung der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) selbst in Betracht. Es könnte insofern eine gesetzliche Fiktion einer konzessionsabgabenrechtlichen Lieferung von Strom auch in den Fällen des § 33 Abs. 2 EEG eingeführt werden. Derartige Fiktionen bestehen in der KAV bereits. So bestimmt etwa § 2 Abs. 7 KAV, dass Stromlieferungen aus dem Niederspannungsnetz unbeschadet des § 1 Abs. 3 und 4 KAV und damit auch unbeschadet der Definition des Haushaltskunden in § 3 Nr. 22 EnWG konzessionsabgabenrechtlich als Lieferung an Tarifkunden gelten, es sei denn, die gemessene Leistung des Kunden überschreitet in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres 30 kW und der Jahresverbrauch beträgt mehr als 30.000 kWh. Dies stellt bei der konzessionsabgabenrechtlich relevanten Abgrenzung von Tarif- und Sondervertragskunden im Ergebnis eine gesetzliche Fiktion zugunsten der Anwendbarkeit der Tarifkundenkonzessionsabgabe dar. Es ist außerdem zu beachten, dass der Gesetzgeber schon im Rahmen früherer Gesetzgebungsverfahren darauf hingewiesen hat, dass er grundsätzlich eine Schmälerung des Konzessionsabgabeaufkommens vermeiden will[108]. Gerade die Fiktionswirkung des § 2 Abs. 7 KAV entspricht diesem Willen.

Zu beachten ist allerdings, dass die gesetzliche Fiktion im § 2 Abs. 7 KAV naturgemäß nur die Fälle betrifft, in denen Konzessionsabgaben im Sinne der Definition des § 1 Abs. 2 KAV grundsätzlich anfallen. Darüber hinaus sind Konzessionsabgaben Wegenutzungsentgelte, die ihren Ursprung in dem gemeindlichen Wegeeigentum und der kommunalen Selbstverwaltungsgarantie aus Art. 28 Abs. 2 GG (Finanzhoheit) haben. Ob eine Regelung, die den Konzessionsabgabenbegriff auf die Nutzung der Stromleitungen in den Gebäuden, in denen der Direktverbrauch nach § 33 Abs. 2 EEG erfolgt und damit auf die Nutzung privatrechtlicher Grundstücke und Gebäude erweitert, noch mit diesen Anknüpfungspunkten in Verbindung gebracht werden kann, erscheint fraglich und bedarf einer weiteren Prüfung.

2.2.7 Förderung der dezentralen Erzeugung durch die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung

Das EEG sieht mit der kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung gemäß § 8 Abs. 2 EEG bereits eine Möglichkeit vor, wonach der Strom vom Anlagenbetreiber oder von Dritten vor dem Netzverknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbraucht werden kann und trotzdem die Vergütungspflicht des Netzbetreibers besteht. In diesem Fall erhält der Anlagenbetreiber ähnlich wie im Fall des Direktverbrauchs eine EEG-Vergütung, obwohl der Strom vor Ort verbraucht wird und nicht in das

[108] BT-Drs. 15/4068, 10.

Netz der allgemeinen Versorgung gelangt. Im Gegensatz zum Direktverbrauch wird allerdings kein zusätzlicher Anreiz im Vergleich zu einer unmittelbaren Einspeisung in das Netz gesetzt.

Über die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung findet auch eine Förderung des Stromverbrauchs vor Ort ohne eine Belastung des Netzes der allgemeinen Versorgung statt. Die Förderung des dezentralen Stromverbrauchs kann also neben der Förderung des Eigenverbrauchs auch über eine Förderung der kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung erfolgen. Im Vergleich zur Förderung des Eigenverbrauchs bezieht sich dabei die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung auf alle Energieträger. Aktuell bestehen jedoch einzelne rechtliche Unsicherheiten und Risiken bei der kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung, die Anlagenbetreiber unter Umständen von einer kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung abhalten können. Diese sollen im Folgenden kurz dargestellt werden:

2.2.7.1 Netzbegriff in 8 Abs. 2 EEG

Nach § 8 Abs. 2 EEG besteht die Pflicht zur Abnahme des EEG-Stroms auch dann, wenn die Anlage „an das Netz des Anlagenbetreibers […] oder einer dritten Person“ angeschlossen ist, das kein Netz nach § 3 Nr. 7 EEG ist. Daraus ist zunächst zu entnehmen, dass es sich bei dem Netz, an das die Anlage angeschlossen ist, (selbstverständlich) nicht um ein Netz für die allgemeine Versorgung handeln muss. Allerdings verlangt der Wortlaut zumindest den Anschluss an irgendeine Form von Netz, etwa ein Areal- oder Objektnetz. Würde man die Einspeisung in ein Arealnetz oder Objektnetz verlangen, hätte dies zur Folge, dass die kaufmännisch-bilanzielle Durchleitung dann nicht möglich ist, wenn die Anlage lediglich über eine einzelne Anschlussleitung mit dem Netz verbunden ist oder nur der Hausanschluss unmittelbar mit der Kundenanlage verbunden ist.

Fraglich ist also wie der Begriff „Netz“ im Sinne des § 8 Abs. 2 EEG zu verstehen ist. Das EEG und auch das subsidiär anwendbare EnWG enthalten keine Definition des Begriffs „Netz“. Vom Wortsinn könnte man jedenfalls eine gewisse vermaschte Leitungsstruktur, wie sie etwa bei einem Arealnetz in der Regel vorliegt, verlangen. Eine einzelne Anschlussleitung oder eine Kundenanlage wären dann kein Netz.

Aus der Gesetzesbegründung zum insoweit wortgleichen EEG 2004 kann man andererseits entnehmen, dass der Begriff des Netzes wohl nicht so gemeint gewesen ist, dass verzweigte Areal- oder Objektnetze davon umfasst sind. Stattdessen sollen ausweislich der Begründung zu § 4 Abs. 5 EEG sogar kleine Fotovoltaik-Anlagen als vom Anwendungsbereich der Norm erfasst sein.[109] Bei solchen Fotovoltaik-Anlagen, die z. B. auf einem Hausdach montiert werden, ist es aber typischerweise so, dass der erzeugte Solarstrom in die Hausversorgung eingespeist wird. Die im

[109] BT-Drs. 15/2864, S. 35.

Haus der internen Versorgung dienenden elektrischen Leitungen und Einrichtungen werden klassischerweise als reine „Kundenanlage“ bezeichnet.

Aufgrund der Gesetzesbegründung und dem Gesetzeszweck ist davon auszugehen, dass jeder dezentrale Verbrauch von § 8 Abs. 2 EEG erfasst ist, auch wenn keine Einspeisung in ein Arealnetz oder Objektnetz erfolgt. Rechtsprechung liegt zum Begriff des Netzes in § 8 Abs. 2 EEG, soweit ersichtlich, allerdings nicht vor. Es verbleibt daher eine rechtliche Unsicherheit, ob die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung möglich ist, wenn die Anlage nicht über ein Netz im Sinne einer in gewissem Grade vermaschten Leitungsstruktur angeschlossen ist. Aufgrund dessen können Anlagenbetreiber gezwungen sein, eine Anschlussleitung zum Netz zu bauen, um eine physikalische Abnahme des Stroms zu gewährleisten, oder gar von ihrem Vorhaben Abstand zu nehmen. Es würde sich daher empfehlen, die rechtliche Unsicherheit der Auslegung des Begriffs „Netz“ in § 8 Abs. 2 zu beseitigen und die Zulässigkeit der kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung zu erweitern. Dazu könnte etwa der Begriff „Netz“ durch das Wort „Anlage“ oder eine andere unspezifische Wendung wie „elektrische Einrichtung“ o. Ä. ersetzt werden oder eine Formulierung gewählt werden, die allein auf eine Einspeisung abstellt, die nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt.

2.2.7.2 Trafoverluste

Bei der kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung wird der Strom physikalisch vor dem Netzverknüpfungspunkt verbraucht. Gleichwohl wird teilweise vertreten, dass bei der Ermittlung der EEG-Vergütung für die aufgrund der kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung eingespeisten Strommengen die fiktiven Trafoverluste abzuziehen sind, die bei einer Einspeisung der Strommengen am Netzverknüpfungspunkt entstehen würden. Diese Auffassung wird auch in einem Urteil des Bundesgerichtshofs vertreten, wenngleich die dort gemachten Ausführungen lediglich ein obiter dictum sind und sich nicht auf den konkret entschiedenen Fall beziehen.[110]

Die Berücksichtigung der Trafoverluste bei den zu vergütenden Strommengen im Rahmen der kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung ist energiewirtschaftlich nicht zweckmäßig. Bei der kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung sollen grundsätzlich die Strommengen vergütet werden, die der Anlagenbetreiber (bzw. ein Dritter) unmittelbar verbraucht. Da der Verbrauch vor dem Netzverknüpfungspunkt erfolgt, werden größere Strommengen verbraucht, als in das Netz eingespeist würden. Es ist aber gerade der energiewirtschaftliche Vorteil der kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung, dass die Trafoverluste nicht anfallen und somit der erzeugte Strom effektiver und ohne Verluste genutzt wird.[111] Das Argument, dass der Anlagenbetreiber bei der kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung nicht

[110] BGH, Urteil vom 28.03.2007, Az: VIII ZR 42/06.

[111] Vgl. dazu im Einzelnen *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG. 2. Aufl. 2008, § 4 Rn. 113b ff.

besser gestellt werden soll als bei der „normalen“ Einspeisung[112] ist insofern nicht überzeugend, da es volkswirtschaftlich und im Sinne der Energieeffizienz bestehende Gründe für eine Besserbehandlung gibt.

Insofern empfiehlt sich aus unserer Sicht eine Klarstellung dahingehend, dass die Vergütung für den Strom bei der kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung ohne Berücksichtigung der fiktiven Trafoverluste erfolgt. Dadurch würde ein zusätzlicher Anreiz für den Verbrauch des Stroms vor Ort und damit eine Netzentlastung und eine effizientere Stromnutzung gesetzt.

2.2.7.3 Weitere Belastungen

Bei der kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung ist es erforderlich, dass der Anlagenbetreiber für den bilanziell in das Netz eingespeisten, aber physikalisch vor Ort verbrauchten Strom sog. EEG-Ersatzstrom bilanziell beziehen muss.[113] Dabei ist umstritten, ob für diesen EEG-Ersatzstrom Netzentgelte anfallen.

Nach einer Auffassung fallen für den bilanziell gelieferten EEG-Ersatzstrom keine Netzentgelte an.[114] Dies wird v. a. damit begründet, dass tatsächlich keine Netznutzung erfolgt.[115] Denn der Strom wird lediglich bilanziell geliefert. Physikalisch wird hingegen der Strom aus der EEG-Anlage vor dem Netzverknüpfungspunkt verbraucht. Es ergibt sich also bereits aus der Natur des Ersatzstrombezugs als rein bilanzielle Lieferung, dass mangels Belastung des Netzes Netzentgelte nicht erhoben werden können.

Die Gegenauffassung wird durch das OLG Düsseldorf vertreten, das einen entsprechenden Beschluss in einem Missbrauchsverfahren der Bundesnetzagentur bestätigt hat. Danach sei die Erhebung von Netzentgelten für den Bezug von EEG-Ersatzstrom nicht missbräuchlich im Sinne des EnWG. Dies wird im Wesentlichen damit begründet, dass Anlagenbetreiber, die über die kaufmännisch-bilanzielle Durchleitung in das Netz einspeisen, einen ungerechtfertigten Vorteil gegenüber denjenigen hätten, die den Strom direkt in das Netz einspeisen würden, wenn keine Netzentgeltpflicht bestünde.[116] Denn Anlagenbetreiber, die die vollen EEG-Strommengen physikalisch in das Netz einspeisen, müssen auch die gesamte von ihnen verbrauchte Strommenge beziehen und dafür in jedem Fall Netzentgelte zahlen. Eine Besserstellung von Anlagenbetreibern, die kaufmännisch-bilanziell einspeisen, sei durch das EEG nicht beabsichtigt. Außerdem verursache auch die Durchleitung ohne physikalischen Strom-

---

112 So der BGH, Urteil vom 28.03.2007, Az: VIII ZR 42/06.

113 Vgl. dazu *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 2. Aufl. 2008, § 4 Rn. 113a.

114 Siehe LG Düsseldorf, Urt. v. 04.09.2010, nicht rechtskräftig.

115 Vgl. *Altrock,* in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG. 3. Aufl. (im Erscheinen), § 8 Rn. 28.

116 Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 08.12.2010, Az.: VI-3 Kart 18/10 V, S. 10; BNetzA, Beschluss vom 11.01.2010 – BK 8-09/001, S. 4;

fluss Kosten beim Netzbetreiber, denn das Netz und der Netzanschluss würden dem Anlagenbetreiber weiterhin bereitgestellt und würden nicht zurückgebaut.[117]

Nach unserer Auffassung sprechen wohl die etwas besseren Argumente dafür, den EEG-Ersatzstrom nicht mit Netzentgelten zu belasten. Denn zum Ersten kann der Vorteil des Anlagenbetreibers, der kaufmännisch-bilanziell einspeist, durchaus damit gerechtfertigt werden, dass die Netznutzung unterbleibt. Es besteht insofern eine Rechtfertigung für eine Besserstellung des Anlagenbetreibers, der kaufmännisch-bilanziell einspeist. Zum Zweiten wird die Bereitstellung des Netzes durch den Anlagenbetreiber auch weiterhin vergütet, nämlich über den Leistungspreis für die Größe des bereitgestellten Anschlusses bzw. die maximal bezogene Leistung aus dem Netz. Wenn sich die maximale Leistung nicht ändert, verändert sich auch der Leistungspreis nicht.

Aufgrund der bestehenden Rechtsunsicherheit könnten die Anreize für die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung verstärkt werden, wenn klargestellt würde, dass für den sog. „EEG-Ersatzstrom“ keine Netznutzungsentgelte anfallen. Damit würde ein wesentlicher Anreiz gesetzt, um die dezentrale Energieerzeugung zu stärken und damit gegebenenfalls notwendige Kosten für Netzausbau oder sonstige Maßnahmen der Systemintegration zu reduzieren. Eine entsprechende Regelung könnte nicht nur in der StromNEV, sondern wohl auch unmittelbar im EEG getroffen werden.

2.2.8 Abwicklung der Regeln zum PV-Direktverbrauch

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die Regelungen zum Direktverbrauch nach § 33 Abs. 2 EEG einen hohen Abwicklungsaufwand bei den Beteiligten erfordern. Obwohl es sich insgesamt um verhältnismäßig geringe Strommengen handelt, die über den Direktverbrauch vergütet werden, ist der Abwicklungsaufwand für Anlagen- und Netzbetreiber aufgrund der notwendigen Messungen, der abrechnungstechnischen Unterschiede sowie der Besonderheiten bei der Umsatzsteuer relativ hoch. Die Komplexität der Regelungen wird dadurch noch weiter erhöht, dass nach der EEG-Novelle von Juli 2010 die Direktverbrauchsprämie in unterschiedlicher Höhe in Abhängigkeit vom Anteil der eingespeisten Strommenge (30- %-Regelung) gezahlt wird. Hier erscheint es fraglich, ob diese Komplexität durch die Vorteile gerechtfertigt ist. Dies gilt auch vor dem Hintergrund der energiewirtschaftlichen Fragwürdigkeit der 30- %-Regelung.

2.2.9 Exkurs: EEG und Objekt-/Arealnetze

Im Zusammenhang mit der Direkteineinspeisung von Strom aus solarer Strahlungsenergie wurde bereits mehrfach auf Objekt- und Arealnetze eingegangen. Vor diesem Hintergrund soll im Folgenden eine kurze

[117] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 08.12.2010, Az.: VI-3 Kart 18/10 V; BNetzA, Beschluss v. 11.01.2010 – BK 8-09/001, S. 5.

Anlayse der Vorschriften im EEG erfolgen sowie mögliche Ableitungen daraus getroffen werden.

2.2.9.1 Begriff der Objekt- und Arealnetze

2.2.9.1.1 Die Begriffe Objektnetz und Arealnetz

Der Begriff des **Objektnetzes** wird in § 110 Abs. 1 EnWG definiert. Als Objektnetze gelten danach insbesondere solche Energieversorgungsnetze, die nicht der allgemeinen Versorgung dienen und außerdem die in § 110 Abs. 1 Nr. 1 – 3 EnWG genannten räumlichen und organisatorischen Voraussetzungen erfüllen.[118] Die rechtliche Relevanz der Definition eines Objektnetzes nach § 110 EnWG besteht im Wesentlichen darin, dass ein solches Netz nur teilweise der Netzregulierung nach dem EnWG unterfällt.

Der Begriff des **Arealnetzes** ist weder im EnWG noch in anderen Gesetzen definiert oder inhaltlich beschrieben. In der Regel versteht man darunter solche Netze, die nicht der gemeindlichen Versorgung im Rahmen der Daseinsvorsorge dienen.[119] Ein Arealnetz ist als Objektnetz i. S. d. § 110 EnWG zu qualifizieren, wenn das Netz nicht der allgemeinen Versorgung dient und zusätzlich auch die weiteren Voraussetzungen des § 110 EnWG erfüllt sind. Eine unmittelbare rechtliche Relevanz hat der Begriff des Arealnetzes an sich nicht.

Ergänzend sei erwähnt, dass die Regelungen in § 110 EnWG aktuell novelliert werden. Die Überarbeitung des § 110 EnWG ist Bestandteil einer umfassenderen EnWG-Novelle, die der Umsetzung der Energiebinnenmarktrichtlinien 2009/72/EG (Strom) bzw. 2009/73/EG (Gas) dient.

Hintergrund für die Umgestaltung des § 110 EnWG ist ein Urteil des Europäischen Gerichtshofs, das die bestehende Regelung in § 110 Abs. 1 EnWG für überwiegend unvereinbar mit dem Recht der Europäischen Union erklärt hat.[120] In Reaktion auf dieses Urteil des EuGH wurde in den beiden genannten Richtlinien jeweils in Art. 28 erstmals eine Regelung zu Netzen außerhalb der allgemeinen Versorgung aufgenommen, die nunmehr die Bezeichnung „Geschlossene Verteilernetze“ tragen und sich von der Definition in § 110 EnWG insbesondere dadurch unterscheiden, dass eine Versorgung von Haushaltskunden auch in geringem Umfang nicht zulässig ist. Die vorgesehenen Ausnahmen (keine ex-ante-Genehmigung von Netzentgelten; keine Ausschreibungspflicht für die Beschaffung von Energie für Energieverluste und Kapazitätsreserven) von den üblichen Netzregulierungspflichten sind für geschlossene Verteilernetze allerdings nur marginal.

---

[118] Zum Begriff des Objektnetzes siehe Riedel/Schröder-Czaja/Jacobshagen, Objekt- und Arealnetze, S. 37 ff.; *Salje*, EnWG, § 110.

[119] Vgl. Riedel/Schröder-Czaja/Jacobshagen, Objekt- und Arealnetze, S. 50.

[120] EuGH, NVwZ 2008, 769.

Der ursprünglich für den Sommer dieses Jahres erwartete, bislang allerdings noch nicht veröffentlichte Entwurf für das EnWG 2011 wird diesen Vorgaben Rechnung tragen. Unseres Wissens zeichnet sich im EnWG 2011 eine dreistufige Gestaltung ab: kleinere Verteilanlagen könnten als sog. Kundenanlagen, die wohl erstmals in § 3 EnWG definiert werden, insgesamt aus der Regulierung fallen. Objektnetze, die die Voraussetzungen des jetzigen § 110 EnWG erfüllen, könnten jedenfalls von allen Regulierungsvorgaben befreit werden, die nicht gemeinschaftsrechtlich determiniert sind (z.B. vollständige Liberalisierung des Mess- und Zählerwesens; bestimmte Festlegungen der BNetzA wie die GPKE oder die GeLi Gas). Zuletzt wird sicherlich auch die Regelung des Art. 28 der Strom/Gasbinnenmarkt-Richtlinie (mit seinen wenigen Ausnahmen) als weitere Alternative in § 110 EnWG Eingang finden.

Areal- und Objektnetze, ggf. auch als geschlossene Verteilernetze bezeichnet, werden folglich auch in Zukunft im Rahmen des EnWG eine separate, von den Netzen der allgemeinen Versorgung zu unterscheidende Netzkategorie darstellen.

2.2.9.1.2 Objektnetz und Arealnetz im EEG

Der Begriff des Objektnetzes oder des Arealnetzes wird im EEG selbst nicht verwendet. Zwar kann im Rahmen des EEG grundsätzlich auf die Begriffsbestimmungen des EnWG zurück gegriffen werden, wenn das EEG eine Regelungslücke enthält. Da das EEG aber der Zuordnung eines Netzes als Objektnetz oder Arealnetz keine unmittelbare Rechtsfolge beimisst, ist ein solcher Rückgriff auf das EnWG hier nicht erforderlich.

Allerdings wird auch im EEG zwischen verschiedenen Arten von Netzen unterschieden. Im Gegensatz zum EnWG unterscheidet das EEG allerdings nicht zwischen Objektnetzen und sonstigen Netzen. Entscheidend ist hingegen vor allem, ob ein Netz der **allgemeinen Versorgung** dient oder nicht. Nach **§ 3 Nr. 7 EEG** gilt als Netz

„die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung.“

Grundsätzlich bezieht sich das EEG bei den Regelungen zu Netzen nur auf die in § 3 Nr. 7 EEG definierten Netze. Eine Ausnahme gilt nur, wenn dies ausdrücklich im Gesetz erwähnt wird, wie etwa in § 8 Abs. 2 EEG.

Bei den Netzen, die nicht unter § 3 Nr. 7 EEG fallen, kann es sich um Objektnetze i. S. d. § 110 EnWG handeln. Dies ist allerdings nicht unbedingt zwingend. Für die Anwendung des EEG ist dies aber grundsätzlich auch unerheblich. Denn das EEG knüpft an die Eigenschaft als Objektnetz gemäß „§ 110 EnWG keine Rechtsfolgen. Unabhängig davon wird für Netze, die nicht der allgemeinen Versorgung i. S. d. § 3 Nr. 7 EEG dienen, vielfach der Begriff der Arealnetze verwendet, ohne dass der Begriff des Arealnetzes juristisch fest definiert ist und einen bestimmten Inhalt hat.

2.2.9.1.3 Netz i. S. d. § 3 Nr. 7 EEG

Der im EEG relevante Netzbegriff wird in § 3 Nr. 7 EEG definiert.

Erstes Merkmal eines Netzes i. S. d. EEG ist danach, dass es sich um eine Gesamtheit von technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität handelt. Daraus wird zunächst deutlich, dass eine einzelne Leitung ohne Verbindung zu anderen Netzbestandteilen wie etwa eine einzelne Direktleitung zwischen einem Kraftwerk und einem Kunden, kein Netz i. S. v. § 3 Nr. 7 EEG darstellt.[121] Dies bedeutet freilich nicht, dass etwa auch eine Stichleitung nicht als Netz angesehen werden kann, da eine Stichleitung gerade eine Verbindung zu sonstigen Netzeinrichtungen aufweist.

Weiteres Kriterium eines Netzes i. S. d. EEG ist die Zweckbestimmung für die **allgemeine Versorgung**. Für eine Abgrenzung von Netzen für die allgemeine Versorgung und Netzen für die individuelle Versorgung haben sich bislang keine vollkommen eindeutigen Kriterien herausgebildet. Nach der Gesetzesbegründung sollen solche Netze zu den Netzen der allgemeinen Versorgung zählen, die unmittelbar der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offenstehen.[122] Diese Definition deckt sich weitgehend mit dem in § 3 Nr. 17 EnWG definierten Begriffs des Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung.[123]

Im Rahmen des EEG wird vorgeschlagen, die Abgrenzung von Netzen für die allgemeine Versorgung auf der Grundlage von Indizien vorzunehmen, die etwa der Anschluss einer größeren Anzahl von Endverbrauchern, die Bereitschaft, beliebiger Dritter im Einzugsgebiet des Netzes anzuschließen oder die Durchleitung von Elektrizität von außerhalb des Netzbereichs an einzelne Verbraucher.[124] Es wird aber auch darauf hingewiesen, dass die Abgrenzung zwischen Netzen für die allgemeine Versorgung und sonstigen Netzen eine Sache des Einzelfalls sei.[125]

Nach unserer Auffassung erscheint es jedenfalls für die Abgrenzung zwischen Objekt- und Arealnetzen einerseits und Netzen für die allgemeine Versorgung andererseits ausreichend, die Kriterien für ein Netz der allge-

---

121 *Ekardt*, in: Frenz/Müggenborg, EEG, § 3 Rn. 61; *Oschmann*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. (im Erscheinen), § 3 Rn. 111.

122 Siehe Gesetzesbegründung zum EEG, BT-Drs. 16/8148, S. 40.

123 Nach § 3 Nr. 17 EnWG sind Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung „Energieversorgungsnetze, die der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offen stehen. Zur Auslegung des Begriffs siehe Danner/ Theobald,

124 Siehe Oschmann, a.a.O., Rn. 418.

125 Reshöft in: Reshöft, EEG, 3. Auflage, § 3 Rn. 69.

meinen Versorgung im EEG in § 3 Nr. 17 EnWG und der dazu ergangenen Rechtsprechung und Literatur heranzuziehen.[126] Dies entspricht auch den Ausführungen in der Gesetzesbegründung, die sich offensichtlich auf § 3 Nr. 17 EnWG beziehen.[127] Soweit der Netzbegriff des EEG über den Netzbegriff des EnWG in § 3 Nr. 17 EnWG hinausgeht, sollen damit wohl zusätzlich Netze nur solche erfasst werden, an die nicht unmittelbar Letztverbraucher angeschlossen sind, sondern über die nur mittelbar oder unmittelbar andere Netzbetreiber beliefert werden, die ihrerseits Netze für die unmittelbare allgemeine Versorgung von Letztverbrauchern betreiben.[128] Derartige Netze werden jedoch keinesfalls Arealnetze oder Objektnetze sein, da Areal- und Objektnetze jedenfalls die Versorgung Einzelner bezwecken.

2.2.9.1.4 Zahl der Objekt- und Arealnetze

Zahlen und Daten über die Anzahl der Objekt- und Arealnetze und die darin erzeugten Strommengen liegen uns nicht vor. *Müggenborg* erwähnt in einem Aufsatz zu Stromnetzen in Industrieparks, dass es in Deutschland gegenwärtig 52 Industrieparks gebe.[129] Daneben existiere eine wesentlich größere Gruppe von Standorten, die sich selber nicht als Chemie- oder Industriepark bezeichnen, die aber industrieparkähnlich strukturiert seien.[130]

2.2.9.2 EEG-Anlagen an Netzen außerhalb der allgemeinen Versorgung

In einem ersten Schritt ist zu prüfen, welche Rechtsfolgen sich für EEG-Anlagen ergeben, die nicht unmittelbar an Netze der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind, sondern über ein Objekt- oder Arealnetz an das allgemeine Versorgungsnetz angeschlossen sind.

2.2.9.2.1 Netzanschluss

Das Recht zum unverzüglichen Netzanschluss gemäß § 5 Abs. 1 EEG richtet sich gegen den Netzbetreiber. Netzbetreiber sind gemäß § 3 Nr. 8 EEG die Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität. Erforderlich ist also, dass der verpflichtete Netzbetreiber ein Netz nach § 3 Nr. 7 EEG betreibt. Damit haben Einspeisewillige bzw. Betreiber von EEG-Anlagen gegen die Betreiber von Netzen, die nicht für die allgemeine Versorgung betrieben werden, keinen

---

126 Siehe dazu etwa Danner/ Theobald (Hrsg.), Energierecht, Band 1, Stand: Januar 2010 (65. Ergänzungslieferung), EnWG, § 3 Rn. 132 ff.

127 Um eine noch größere Rechtssicherheit herzustellen, könnte sich in der Gesetzesbegründung zu § 3 Nr. 7 EEG ein Hinweis auf § 3 Nr. 17 EnWG anbieten.

128 Vgl. Gesetzesbegründung zum EEG 2009, BT-Drs. 16/8148, S. 40.

129 Müggenborg, NVwZ 2010, 940 mit Verwies auf CT Market Overview Industrial Parks in Europe, in: Chemie-Technik „Special“ Industrial Parks 2010, S. 18 ff.

130 Müggenborg, a.a.O.

Anspruch auf Netzanschluss. Der Anschluss an ein Netz außerhalb der allgemeinen Versorgung setzt demgemäß grundsätzlich die Zustimmung des Betreibers eines solchen Netzes voraus. Dies gilt ebenso für die Mit-Nutzung von bestehenden Anschlussleitungen für EEG-Anlagen, die ein dritter Anlagenbetreiber für die Einspeisung nutzen will.[131]

Nach der gegenwärtigen Rechtslage sind also Betreiber von Objekt- oder Arealnetzen, die nicht der allgemeinen Versorgung dienen, grundsätzlich nicht verpflichtet, EEG-Anlagen anzuschließen. Dies kann im Einzelfall dazu führen, dass Anlagenbetreiber höhere Anschlusskosten zu tragen haben, weil sie eine Anschlussleitung zu einem entfernteren Netzverknüpfungspunkt errichten müssen. Inwieweit solche Fälle praktisch überhaupt relevant sind, kann allerdings nicht beurteilt werden.

Grundsätzlich erscheint jedoch die Ausnahme der Betreiber von Netzen der allgemeinen Versorgung von den Pflichten nach § 5 Abs. 1 EEG zweckmäßig. Denn es ist fraglich, inwieweit eine unbeschränkte Netzanschlusspflicht mit der damit verbundenen Netzausbaupflicht nach § 9 EEG noch eine verhältnismäßige Beschränkung des Eigentums der Betreiber von Netzen wäre, die gerade nicht für Dritte zugänglich sein sollen. Dabei ist auch zu bedenken, dass eine Weiterwälzung der Kosten für zusätzlichen Netzausbau über die Netzentgelte[132] für die Betreiber von Netzen außerhalb der allgemeinen Versorgung im Vergleich zu Netzbetreibern der allgemeinen Versorgung nicht ohne Weiteres möglich ist. Eine Erweiterung der Pflichten der Betreiber von Netzen außerhalb der allgemeinen Versorgung könnte aber insoweit vertretbar erscheinen, als die Netzanschlusspflicht auf kleine Anlagen beschränkt wird und eine Pflicht zum Netzausbau ausgeschlossen wird.

2.2.9.2.2 Anspruch auf Abnahme, Übertragung und Verteilung sowie auf Vergütung

Nach § 8 Abs. 2 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, den Strom aus einer EEG-Anlage abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen, wenn die Anlage an ein Netz angeschlossen ist, dass kein Netz für die allgemeine Versorgung ist und der Strom durch dieses (Areal-)Netz an den Netzbetreiber mittels **kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe** angeboten wird. Der Sinn und Zweck dieser Regelung besteht darin, den Betreiber eines Netzes i. S. d. EEG, also eines Netzes für die allgemeine Versorgung, auch dann zur Abnahme und Übertragung des Stroms aus der EEG-Anlage zu verpflichten, wenn dieser Strom physikalisch nicht in das Netz des Netzbetreibers gelangt. Sofern der Strom aus der EEG-Anlage bereits physikalisch in dem Objekt- oder Arealnetz verbraucht wird und deshalb nicht in das Netz für die allgemeine Versorgung gelangt, ist dieser Strom also gleichwohl vom Netzbetreiber abzunehmen und zu übertragen, wobei

---

131 Vgl. *Reshöft*, in: Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 3 Rn 70.

132 Die Regelungen der StromNEV und der ARegV gelten grundsätzlich nur für Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung.

sich dies lediglich auf eine **bilanzielle** Abnahme und Übertragung beziehen kann.[133]

Der nach § 8 Abs. 2 EEG abgenommene Strom ist vom Netzbetreiber außerdem auch nach den Mindestvergütungssätzen des EEG zu vergüten. Dies folgt – unumstritten – aus § 16 Abs. 1 i. V. m. § 8 Abs. 2 EEG. Da der Strom aus der EEG-Anlage in dem Arealnetz physikalisch verbraucht wird, bilanziell aber in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, muss der EEG-Anlagenbetreiber bzw. der dritte Stromverbraucher allerdings bilanziell sog. **„EEG-Ersatzstrom“** beziehen, um die Strombilanzen auszugleichen und um nicht einen doppelten Vorteil (volle EEG-Vergütung und gleichzeitige Einsparung der Strombezugskosten) zu erhalten. Die sog. kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 8 Abs. 2 EEG ist also neben § 33 Abs. 2 EEG ein weiterer Fall für die Auszahlung einer EEG-Vergütung für Strom, der physikalisch nicht in das Netz für die allgemeine Versorgung gelangt.

Die aktuell bestehenden Probleme und Auslegungsschwierigkeiten im Zusammenhang mit § 8 Abs. 2 EEG werden ausführlich im 2. Zwischenbericht des Vorhabens IV beschrieben.[134]

2.2.9.2.3 Messung

Die Messung von EEG- und ggf. zusätzlich auch KWK-Strom in Arealnetzen kann zu komplexen Problemen führen. Unklar ist einerseits die Pflicht zur Kostentragung für bestimmte Zähler und außerdem die Messung und Abgrenzung der ein- und ausgespeisten Strommengen.

Die Messung von Strom aus EEG-Anlagen, die in Arealnetze einspeisen, erfolgt am Einspeisepunkt in das Arealnetz, an das die Anlage angeschlossen ist. Dafür gilt § 7 Abs. 1 EEG, woraus u.a. die Kostentragungspflicht des Anlagenbetreibers für die Messeinrichtungen, d.h. die Stromzähler, folgt.[135] Maßgeblich für die Vergütung, die der Anlagenbetreiber verlangen kann, ist die Strommenge, die gemäß § 8 Abs. 2 EEG kaufmännisch-bilanziell in das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung weitergegeben wird. Bei der kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung ist zudem für den bilanziell an den Netzbetreiber abgegebenen EEG-Strom sog. „EEG-Ersatzstrom“ zu beziehen. Für die Bestimmung der als Ersatzstrom gelieferten Arbeit ist der am Übergabepunkt zwischen Arealnetz und vorgelagertem Netz der allgemeinen Versorgung installierte Zähler relevant. Es stellt sich die Frage, ob wegen dieser Verknüpfung § 7 Abs. 1 EEG und damit die Kostentragungspflicht auch für den Zähler am Netzverknüpfungspunkt greift. Dies ist nicht in allen Fällen sachgerecht,

---

133 Zu Hintergrund und Inhalt der kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung siehe Altrock/ Oschmann/ Theobald, EEG, 2. Auflage 2008, § 4 Rn. 110 ff.

134 Siehe Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben IV: Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG, 2. Zwischenbericht, S. 86 ff.

135 *Bönning*, in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 7 Rn. 11; *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 7 Rn. 18.

weil der Zähler am Übergabepunkt insbesondere auch dem Lieferanten des Objektnetzbetreibers zur Abrechnung der gelieferten Strommenge (und möglicherweise auch weiteren Erzeugern im Arealnetz zur Feststellung eingespeister Strommengen) dient.

Ein weiteres Problem kann sich dann stellen, wenn verschiedene Einspeiser und Entnahmestellen an ein Arealnetz angeschlossen sind. Grundsätzlich unproblematisch ist dies, wenn alle Zählpunkte mit einer registrierenden Lastgangmessung (RLM) ausgestattet sind, die eine viertelstundenscharfe Zuordnung der ein- und ausgespeisten Mengen und damit eine entsprechende Zuordnung zu den Zählpunkten möglich macht. Schwierigkeiten bereiten jedoch Einspeisungen aus EEG-Anlagen, insbesondere PV-Anlagen, die lediglich mit einem Arbeitszähler ausgestattet sind, der keine elektrische Leistung misst und die eingespeiste Arbeit schlicht aufaddiert. Macht der Anlagenbetreiber dann die Vergütung nach § 33 Abs. 2 EEG für die im Arealnetz verbrauchte Strommenge geltend, kann die im Arealnetz verbrauchte Strommenge nicht von der (möglicherweise) in das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung rückgespeiste Menge abgegrenzt werden. Dies ist aber aufgrund der unterschiedlichen Vergütungshöhe notwendig. Noch komplizierter wird der Sachverhalt, wenn weitere Anlagen, etwa KWK-Anlagen, in das Arealnetz einspeisen und vom vorgelagerten Netzbetreiber den üblichen Preis und vermiedene Netzentgelte nach § 4 Abs. 3 KWKG für den physikalisch eingespeisten KWK-Strom verlangen. Eine Lösung dieses Problems könnte darin bestehen, den Anlagenbetreiber zu verpflichten, RLM-Zähler zu installieren. Dies würde jedoch zu erheblichen Kostenbelastungen für den Anlagenbetreiber führen.

2.2.9.3 Sonstige Erzeugungsanlagen an Objekt- und Arealnetzen

In einem weiteren Schritt ist zu prüfen, welche Auswirkungen das EEG auf sonstige an Areal- oder Objektnetze angeschlossene Erzeugungsanlagen hat, die nicht nach dem EEG gefördert werden. Wichtigste Auswirkung des EEG für solche Anlagen dürfte die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage gemäß § 37 Abs. 1 i. V. m. der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) sein. Fraglich ist dabei, inwieweit für den innerhalb des Objekt- oder Arealnetz gelieferten Stroms eine Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage besteht.

2.2.9.3.1 Urteil des BGH vom 21.12.2005[136] zum EEG 2000

Der BGH hatte sich im Jahr 2005 auf Grundlage des EEG 2000 damit zu beschäftigen, ob ein Unternehmen, das unter ausschließlicher Nutzung eines Industrienetzes andere Unternehmen an einem Industriestandort mit Strom versorgt, nach dem EEG 2000 EEG-Strom vom Übertragungsnetzbetreiber abzunehmen hat.

[136] Urteil des Bundesgerichtshofes vom 21.12.2005, Az. VIII ZR 108/04, RdE 2006, 157.

2.2.9.3.1.1 Inhalt des Urteils

Der BGH urteilte damals, dass für Strom, der nicht aus einem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird, kein EEG-Strom zu beziehen ist und keine entsprechende EEG-Vergütung zu zahlen ist. Der BGH begründete diese Entscheidung im wesentlichem mit dem Hinweis auf die Gesetzesbegründung zu § 11 Abs. 4 EEG 2000, wonach *„Strom, der nicht aus dem öffentlichen Netz bezogen wird“*, nicht berücksichtigt werde, da *„dieser Strom nicht in den Ausgleichsmechanismus des EEG einbezogen ist“*.[137] Anders hatte noch die Vorinstanz, das OLG Naumburg, entschieden, wonach die gesamte Strommenge, die ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen an seine Kunden geliefert habe, ohne Differenzierung nach der Herkunft, d. h. unabhängig davon, ob die Energie bei dem Übertragungsnetzbetreiber oder anderenorts eingekauft oder auch selbst erzeugt worden sei, in die Berechnung des Umfangs seiner Abnahmeverpflichtung einzubeziehen sei.[138]

2.2.9.3.1.2 Anwendung auf das EEG 2004

Umstritten war, ob die die Rechtsprechung des BGH zum EEG 2000 auch auf das EEG 2004 übertragbar ist.

Für eine Übertragbarkeit sprach unter anderem, dass die Regelung des § 11 Abs. 4 EEG 2000, auf die sich die Entscheidung des BGH bezog, wortgleich in § 14 Abs. 3 Satz 1 EEG 2004 übernommen wurde. Sowohl in § 11 Abs. 4 EEG 2000 als auch in § 14 Abs. 3 EEG 2004 heißt es: *„Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, sind verpflichtet, den von dem für sie regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber … abgenommenen Strom anteilig … abzunehmen und zu vergüten.“* Auf dieser Grundlage wurde etwa von *Salje* die Auffassung vertreten, dass Strom, der außerhalb von Netzen für die allgemeine Versorgung geliefert wird, von der Pflichtabnahme von EEG-Strom befreit ist.[139]

Gegen diese Auffassung bestanden jedoch erhebliche Bedenken.[140] Gegen eine Übertragbarkeit kann insbesondere die Änderung anderer Vorschriften im EEG 2004 sowie der Gesetzesbegründung zu § 14 EEG vorgebracht werden. Der BGH bezog sich in seiner Entscheidung insbesondere auf die Gesetzesbegründung zu § 11a EEG 2000. Dort wird ausgeführt, dass Strom, der nicht aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, nicht in den Ausgleichsmechanismus des EEG einbezogen ist.[141] In der Fassung des EEG 2004 hat der Gesetzgeber hingegen bei der dem § 11a EEG 2000 entsprechenden Härtefallklausel des § 16 EEG die Begrenzung

---

137 Vgl. Gesetzesbegründung zum EEG 2000, BT-Drs. 15/810, S. 5.

138 Vgl. OLG Naumburg, Urt. v. 9.3.2004 – Az. 1 U 91/03, RdE 2004, 266, 269.

139 Salje, Kommentar zum EnWG, § 110 Rn. 70; *Klemm*, Anm. zum Urt. BGH v. 21.12.2005 – Az. VIII ZR 108/04, RdE 2006, 157, 161.

140 Siehe dazu ausführlich Jacobshagen, in Riedel/Schroeder-Czaja/Jacobshagen, Objekt- und Arealnetze, S. 148 ff.; *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 2. Auflage, § 14 Rn. 52.

141 BGH, Urt. v. 21.12.2005 – Az. VIII ZR 108/04; BT-Drs. 15/810, S. 5.

auf Strommengen, die aus dem öffentlichen Netz bezogen werden, weder im Rahmen der Härtefallklausel noch in der Gesetzesbegründung aufgenommen. § 16 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG verlangt unabhängig von der Art des Netzes, aus dem ein Unternehmen Strommengen bezieht, lediglich den Nachweis, dass der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezogene und selbstverbrauchte Strom an einer Abnahmestelle zehn Gigawattstunden im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr überstiegen hat. Lediglich eigenerzeugter und eigenverbrauchter Strom wird im Rahmen der Härtefallklausel des § 16 EEG nicht berücksichtigt, da dieser nicht von einem Energieversorgungsunternehmen bezogen wird.

In der Begründung zu § 14 Abs. 2 EEG 2004 bezog sich der Gesetzgeber außerdem ausdrücklich auf das Urteil des OLG Naumburg vom 9.3.2004,[142] welches durch die nach Verabschiedung des EEG 2004 ergangene Entscheidung des BGH vom 21.12.2005 teilweise aufgehoben wurde, um klarzustellen, dass auch weiterhin sämtliche Strommengen, die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher geliefert werden, beim bundesweiten Belastungsausgleich zu berücksichtigen sind. Durch die ausdrückliche Bezugnahme auf das Urteil des OLG Naumburg zeigte der Gesetzgeber, dass keine Beschränkung auf aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogene Strommengen bei der Berechnung des bundesweiten Belastungsausgleichs erfolgen sollte.[143]

2.2.9.3.2 Urteil des BGH vom 9.12.2009 zum EEG 2004

Der BGH hatte sich erneut mit der Frage der EEG-Umlage für Strom in Objektnetzen in der Entscheidung vom 09.12.2009 zu beschäftigen. Fraglich war dabei, ob für die Lieferung von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen außerhalb eines der allgemeinen Versorgung dienenden Netzes an verbundene Unternehmen EEG-Strom abzunehmen und zu vergüten ist. Wie bereits die Vorinstanzen, das LG Verden und das OLG Celle,[144] entschied der BGH, dass von § 14 Abs. 3 S. 1, 3 u. 4 EEG 2004 auch die Strommengen erfasst werden, die von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen außerhalb eines der allgemeinen Versorgung dienenden Netzes an verbundene Unternehmen geliefert werden.[145]

Als Begründung für diese Auffassung verweist der BGH unter Anderem darauf, dass der Gesetzgeber aufgrund des von ihm verfolgten Ziels einer möglichst gleichmäßigen Einbeziehung aller Stromlieferanten als Verursacher einer klima- und umweltgefährdenden Energieerzeugung in den Belastungsausgleich[146] alle Strommengen einbeziehen wollte, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher liefern. Ausgenommen vom EEG-Belastungsausgleich sei daher lediglich selbst erzeugter

---

142 OLG Naumburg, Urt. v. 9.3.2004 – Az. 1 U 91/03; RdE 2004, 266 ff.

143 BT-Drs. 15/2864 zu § 14 Abs. 2 EEG.

144 OLG Celle, ZNER 2009, 151.

145 BGH, Urt. v. 09.12.2009 - VIII ZR 35/09.

146 Vgl. dazu BT-Drs. 15/2327, S. 37.

und verbrauchter Strom. Wie auch die Regelung in § 14 Abs. 7 EEG 2004 verdeutliche, sollen die mit dem Gesetz verbundenen Kosten möglichst verursachergerecht auf alle Stromabnehmer verteilt werden.[147] Das diene auch dem Verbraucherschutz, da eine Ungleichbehandlung oder übermäßige Abwälzung vermieden werden soll.[148] Dieser Sinn und Zweck des Gesetzes stehe einer einschränkenden Auslegung des § 14 Abs. 3 EEG 2004 dahingehend, dass er Strom nicht erfasst, der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen außerhalb eines Netzes der allgemeinen Versorgung an ein mit ihm verbundenes Unternehmen geliefert wird, entgegen.

Ob andere allgemein verfolgte gesetzgeberische Ziele, wie beispielsweise ein effektiver Klima- und Umweltschutz, durch eine dezentrale Versorgung gefördert werden, könne nach Ansicht des BGH dahinstehen. Dies allein könnte angesichts des eindeutigen Wortlauts der Vorschrift, des in der Gesetzesbegründung zum Ausdruck gekommenen gesetzgeberischen Willens und der weiteren Entwicklung des EEG eine einschränkende Auslegung jedenfalls nicht rechtfertigen. Aus der Vorschrift des § 110 EnWG lasse sich nichts anderes herleiten. Die Normen des EEG gingen den Normen des EnWG als speziellere Normen vor.

Schließlich verstoße es auch nicht gegen das Gleichheitsgebot (Art. 3 Abs. 1 GG), dass Strommengen, die der Eigenversorgung dienen, anders als solche, die von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ein mit ihm verbundenes Unternehmen geliefert werden, von dem Belastungsausgleich ausgenommen seien. Außerhalb des Verbots einer ungerechtfertigten Ungleichbehandlung mehrerer Personengruppen lasse der Gleichheitssatz dem Gesetzgeber weitgehende Freiheit, Lebenssachverhalte und das Verhalten einer Person je nach dem Regelungszusammenhang unterschiedlich zu behandeln.

2.2.9.3.3 EEG 2009

Die Ausführungen des BGH zum EEG 2004 sind auf die aktuelle Gesetzeslage des EEG 2009 ganz weitgehend übertragbar.[149] Denn die entscheidungserheblichen Regelungen des § 14 EEG 2004 in § 37 EEG 2009 fortbestehen. Es ist also mittlerweile unumstritten, dass für Strom aus Erzeugungsanlagen, die an Areal- oder Objektnetze angeschlossen grundsätzlich eine Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage besteht.[150] Auch unter dem EEG 2004 und vor Erlass des Urteils des BGH vom 09.12.2009 sprachen allerdings bereits die überwiegenden Gründe dafür, dass die Stromerzeugung innerhalb von Areal- und Objektnetzen EEG-umlagepflichtig waren.

---

147 BT-Drs. 15/2864, S. 49.

148 Vgl. dazu BT-Drs. 15/2327, S. 37.

149 Vgl. Müggenborg, NVwZ 2010, 940,

150 Vgl. Müggenborg, NVwZ 2010, 940, 943.

2.2.9.3.4 EEG-Umlage und Eigenerzeugung

Für Erzeugungsanlagen außerhalb des EEG ist es also nach nunmehr höchstrichterlicher Rechtsprechung für die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage unerheblich, ob die Anlage den Strom ausschließlich über Areal- oder Objektnetze liefert. Relevant für die Zahlung der EEG-Umlage ist allerdings weiterhin, ob die Stromerzeugung als **Eigenerzeugung** erfolgt. Für den als Eigenstrom erzeugten Strom besteht nämlich nach wie vor unstrittig keine Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage, wie auch der BGH in seinem Urteil vom 09.12.2009 bestätigt hat.[151] Die Befreiung des eigenerzeugten Stroms von der EEG-Umlagepflicht ergibt sich vor allem daraus, dass die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 1 EEG (i.V.m. der AusglMechV) nur dann besteht, wenn Strom von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen „geliefert" wird, was bei einer Eigenerzeugung gerade nicht der Fall ist. Demgemäß führt die Gesetzesbegründung zu § 14 Abs. 7 EEG 2004, die über § 37 Abs. 6 EEG 2009 weiter gilt, ausdrücklich aus, dass Strom, der als Eigenstrom erzeugt wird, auch zukünftig nicht von der EEG-Umlage erfasst sein soll.[152]

Zum Frage, unter welchen Voraussetzungen eine EEG-Umlage pflichtige Stromlieferung – in Abgrenzung zur Eigenversorgung – vorliegt, hat der BGH in seinem Urteil vom 09.12.2009 ebenfalls Stellung genommen. Umstritten war in diesem Zusammenhang insbesondere, inwieweit eine **konzerninterne Belieferung** zwischen Mutter- und Tochterunternehmen als Eigenerzeugung gelten kann.[153] Der BGH hat dazu entscheiden, dass konzerninterne Lieferungen **nicht** als Eigenerzeugung anzusehen seien. Auch bei Lieferungen innerhalb eines Konzerns falle hingegen die EEG-Umlage an. Denn der Begriff des Elektrizitätsversorgungsunternehmens in § 37 Abs. 1 EEG sei grundsätzlich formal zu verstehen. Sofern die Erzeugung und der Verbrauch durch zwei unterschiedliche juristische Personen erfolge, liege eine EEG-umlagepflichtige Lieferung vor. Eine Eigenerzeugung kann demgemäß nur dann angenommen werden, wenn **Erzeugung und Verbrauch des Stroms durch dieselbe Person** erfolgen.

2.2.9.3.5 Rückwirkung auf Förderung nach dem KWKG

Das EEG nimmt allein den eigenerzeugten Strom von der EEG-Umlage aus. Die Rechtfertigung für die Ausnahme der Eigenerzeugung von der EEG-Umlage dürfte im Wesentlichen in der Förderung der dezentralen und klimafreundlichen Stromerzeugung liegen.[154] Eine Eigenerzeugung erfolgt nämlich grundsätzlich unmittelbar dort, wo der Strom benötigt wird. Dies hat zunächst generell den Vorteil einer Entlastung der Netze. Vor allem aber ist in dem wichtigsten Fall der Stromerzeugung durch Verbren-

---

151 Siehe BGH, Urt. v. 09.12.2009 - VIII ZR 35/09, Rn. 24.

152 BT-Drs. 15/2864 zu § 14 Abs. 7 EEG.

153 Für eine Behandlung der konzerninternen Belieferung als Eigenerzeugung etwa *Salje*, EEG, 5. Auflage, § 37 Rn. 45 ff.

154 Vgl. dazu auch Riedel/ Thomann, IR 2008, 8.

nung zu berücksichtigen, dass eine dezentrale Eigenerzeugung ganz überwiegend in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt und damit besonders energieeffizient.

Eine dezentrale, also energieeffiziente Erzeugung von Strom erfolgt aber nicht nur dann, wenn die Erzeugung und der Verbrauch durch eine juristische Person erfolgt, sondern allgemein bei einer dezentralen und energieeffizienten Energieerzeugung. Die Entlastung durch den Wegfall der EEG-Umlage erfolgt gleichwohl nur dann, wenn Stromerzeugung und Stromverbrauch durch eine juristische Person erfolgen. Dies wirft die generelle Frage nach der Abstimmung verschiedener gesetzlicher Regelungen und Förderinstrumente insbesondere im Verhältnis zwischen KWKG und EEG auf.

Widersprüchlich erscheint dabei, dass zum Einen durch das KWKG die dezentrale und energieeffiziente Erzeugung von Strom mit einem gesetzlichen Zuschlag (KWK-Zuschlag) gefördert wird, diese Förderung gleichzeitig aber zu einem erheblichen Teil durch die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für diesen Strom wieder aufgebraucht wird. Problematisch erscheint dabei vor allem, dass die KWK-Umlage als fester Betrag im KWK festgelegt ist und dieser Betrag – ähnlich wie bei der Ermittlung der EEG-Vergütungssätze – anhand von tatsächlichen Kosten ermittelt wurde. Wenn nunmehr die EEG-Umlage erheblich ansteigt, steigen die tatsächlichen Kosten jedoch im Vergleich zu dem für die Ermittlung der KWK-Umlage angesetzten Kosten. Dies kann für eine Reihe von Projekten der dezentralen Energieerzeugung in KWK erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen haben und gegebenenfalls die Umsetzung eines Projekts erschweren oder gar verhindern. Hinzu kommt außerdem, dass gerade für kleine Eigenerzeuger, etwa die Betreiber von kleinen KWK-Anlagen in Wohnhäusern, ein nicht unerheblicher bürokratischer Aufwand mit der Abwicklung der EEG-Umlage verbunden ist.

Für eine bessere Abstimmung der gesetzlichen Regelungen untereinander und für eine Verringerung des Abwicklungsaufwands stellt sich daher die Frage, ob jedenfalls für kleine Anlagen der dezentralen und energieeffizienten Energieerzeugung die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage gestrichen werden könnte. Denkbar wäre hier etwa ein Schwellenwert für die Leistung der auszunehmenden Anlagen von 50 kW. Eine Erhöhung der EEG-Umlage dürfte damit nur in einem sehr geringen Umfang verbunden sein, sofern sich die Pflicht nur auf die genannten kleinen Anlagen bezieht. Gleichzeitig würde man darüber ein effektives Förderprogramm für kleine KWK-Anlagen erreichen. Vorteil einer solchen Förderung von KWK-Anlagen wäre zum Einen, dass dafür keine Steuermittel eingesetzt werden müssten. Zum Anderen würde die Regelung nicht nur keinen Abwicklungs- bzw. Bürokratieaufwand verursachen, sondern im Hinblick auf die EEG-Umlage sogar Bürokratieaufwand einsparen.

2.2.9.3.6 Behördliche Kontrolle

Abschließend ist zu prüfen, welche behördlichen Kontrollmöglichkeiten bestehen, um die Lieferanten von Strom an Areal- und Objektnetzen im Hinblick auf ihre Pflichten aus dem EEG behördlich zu überwachen.

Nach § 49 EEG sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich die an Letztverbraucher gelieferte Energiemenge mitzuteilen. Als Elektrizitätsversorgungsunternehmen gelten in diesem Zusammenhang – wie dargelegt – alle Personen, die Strom an Letztverbraucher liefern. Demgemäß sind von dieser Pflicht auch Elektrizitätsversorgungsunternehmen umfasst, die ihre Kunden über Netze außerhalb der allgemeinen Versorgung beliefern. Gemäß § 51 Abs. 1 2. Halbsatz EEG müssen Elektrizitätsversorgungsunternehmen diese Daten auch an die Bundesnetzagentur melden. Nach § 52 EEG sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen außerdem verpflichtet, die Daten auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.

Nach § 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG hat die Bundesnetzagentur zu überwachen, dass die Daten nach § 51 EEG vorgelegt werden. Zur Wahrnehmung dieser Überwachungspflicht kann die Bundesnetzagentur auf die Befugnisse in den §§ 65 ff. EnWG zurückgreifen. Damit kann die Bundesnetzagentur ein förmliches Verfahren gegen Elektrizitätsversorgungsunternehmen einleiten, die ihrer Pflicht zur Lieferung der Daten nach § 51 EEG nicht nachkommen, und entsprechende förmliche Anordnungen erlassen. Ein Verstoß gegen eine entsprechende Anordnung ist außerdem gemäß § 62 Abs. 1 Nr. 2 EEG bußgeldbewehrt.

Für Elektrizitätsversorgungsunternehmen innerhalb und außerhalb von Netzen der allgemeinen Versorgung gilt also grundsätzlich die Pflicht, die EEG-relevanten Daten an die Bundesnetzagentur zu melden. Im Hinblick auf die Erzeugungsanlagen an Areal- oder Objektnetzen dürfte diese Pflicht insofern von entscheidender Bedeutung sein, als die Bundesnetzagentur darüber eine umfassende Kompetenz zur Erfassung der entsprechenden Anlagen erhält. Darüber kann die Bundesnetzagentur dann im Rahmen der Prüfung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG prüfen, ob und inwieweit die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihren Pflichten zur Zahlung der EEG-Umlage nachkommen.

2.3 Übersicht der Handlungsempfehlungen

IZES: Die starke Degression der PV-Vergütungen (und damit der Herstellungskosten der PV und folglich der Gestehungskosten von PV-Strom) hat in den letzten Jahren zu einer verstärkten Debatte über die Folgen der sog. ‚grid parity' geführt. Teilweise wurde und wird die Ansicht vertreten, dass die Erreichung der ‚grid parity' die Vergütung des PV-Stroms im Rahmen des EEG überflüssig machen würde.

Diese Ansicht übersieht wesentliche Charakteristika des EEG und des PV-Stroms:

das EEG dient dazu, Investitionssicherheit für die Investition in die immer noch recht jungen und sich noch in der technischen Entwicklung befindenden EE-Technologien zu schaffen. Ein Verzicht auf die EEG-Vergütung des PV-Stroms hieße, diese Technologie nur für diejenigen verfügbar zu machen, die bereits heute in der Lage sind, ihren eigenen Stromverbrauch passgenau und wirtschaftlich abbildbar an das fluktuierende Dargebot des Sonnenstroms anzupassen. Damit bestünde die Gefahr, dass sich viele potentielle Investoren und deren Kreditgeber von der PV abwenden würden und die technologische Entwicklung der PV gebremst würde. Die Kostendegression der PV ist stark von deren Marktdurchdringung und den erzielten Skaleneffekten im Produktions- und Installationsprozess abhängig, die Kostensenkungspotentiale könnten somit entfallen.

Trotz des zumeist dezentral anfallenden Dargebots des PV-Stroms kann nicht von einer generellen räumlichen Kongruenz von Dargebot und Nutzbarkeit des PV-Stroms ausgegangen werden. Es ist auch energiewirtschaftlich nicht unbedingt zielführend, genau diese räumliche Kongruenz per se herstellen zu wollen. Die hohe Wertigkeit gerade des tagsüber anfallenden PV-Stroms gebietet es, ihn prioritär dort zu nutzen, wo seine hohe Exergie am besten genutzt wird. Somit ist generell Vorsicht geboten, wenn exergetisch hochwertiger Strom in Stromwärmeanwendungen oder in Speichern mit Wirkungsgradverlusten genutzt wird. Mögliche Leitungsverluste bei der Hochleitung des PV-Stroms und seinem Weitertransport sind den Verlusten durch Speicherung oder exergetischer Entwertung gegenüberzustellen.

Daher wird generell von einer Abkehr von der PV-Vergütung und Förderung mittels des EEG hin zu anderen Förder- bzw. Vergütungsmechanismen abgeraten.

Bei der Weiterentwicklung des Direktverbrauchs sind folgende generelle Möglichkeiten denkbar:

Eine Fortführung und Weiterentwicklung des Konzepts mit dem Zweck, neue Ansätze zur verstärkten lokalen Ausbalancierung von Einspeisung und Verbrauch zu testen und voranzubringen. Hierzu gehört auch die Entwicklung und Markteinführung von Batterie- oder Speichertechnologien für einzelne oder auch mehrere Wohnhäuser bzw. Nichtwohngebäude. Dies beinhaltet folglich eine finanzielle Förderung, die die Investition in zumeist noch teure, effiziente Speichertechnologien und innovative Konzepte der lokalen Ausbalancierung und Verrechnung möglich macht. Hierfür spricht vor allem die Vorstellungen, dass in einem zukünftigen Energiesystem die Notwendigkeit bestehen wird, den Verbrauch stark an die Gegebenheiten der dezentralen Erzeugung anzupassen und dass die breite Nutzung von dezentralen Speichertechnologien zur Transformation des Stromsystems hin zu einem stark dezentralen System beitragen wird.

Dagegen spricht einerseits die hohe Wertigkeit des PV-Stroms, der zumeist dann erzeugt wird, wenn hohe Strombedarfe im Netz bestehen: Andererseits tritt die Frage auf, inwieweit eine stark dezentrale, bis hin zum Autarkiegedanken reichende zukünftige Struktur des Stromsystems als volkswirtschaftlich und ökologisch effizient zu betrachten ist, da sie mit einer Überausstattung an Speichern und erhöhtem Koordinationsaufwand einzelner Akteure (sog. ‚Prosumer') einhergeht.

Eine Fortführung des Konzepts, mit dessen Hilfe im wesentlichen das Ziel der Entlastung der EEG-Umlage angestrebt wird, die oben benannten technologiepolitischen Zielsetzungen (Speichertechnologien und lokale Ausbalancierung) jedoch nicht mehr mittels einer Förderung durch den PV-Direktverbrauch verfolgt werden sollen. Dem zu Grunde liegt die Überlegung, dass die kontinuierliche Degression der PV-Vergütungen (bei weiterhin hohen Zubauzahlen) bereits im Jahr 2012 zu einer Kostenparität von PV-Strom im Vergleich zum Strombezug durch den Lieferanten für die Haushaltskunden führen sollte. Ab diesem Zeitpunkt, an dem der Strombezug für Haushaltskunden teurer ist als die Eigenerzeugung in PV-Anlagen ist von einer verstärkten Nachfrage nach Speichertechnologien auszugehen. Damit würde die Notwendigkeit einer EEG-umlagefinanzierten Förderung von Speichertechnologien geschwächt, wenn nicht gar entfallen.

Auch das simple ‚Auslaufenlassen' der bislang bis zum 31.12.2011 begrenzten Regelung kann als eine Option gesehen werden.

Sollte eine Weiterentwicklung des Direktverbrauchs angestrebt werden, sind folgende Handlungsoptionen denkbar:

IZES: Der PV-Eigenverbrauchsbonus sollte auf Anlagen bis zu 30 kWp begrenzt werden. Begründung: Zumeist sind nur die Anlagen bis ~ 30 kWp an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Weiterhin sind in diesem Vergütungssegment die Kosten für den externen Strombezug und die Vergütungen am höchsten. Je günstiger der externe Strombezug und je niedriger die Vergütung, desto mehr Geld muss aufgewendet werden, um den Direktverbrauch attraktiv zu machen.

IZES: Die Abstufung zwischen verschiedenen Eigenverbrauchsquoten (niedriger oder höher als 30 %) sollte abgeschafft werden. Begründung: Die bisherigen Analysen lassen darauf schließen, dass die gewünschten Effekte einer effektiven Netzentlastung oder die eines Anreizes in die Investition in ‚Kleinstspeicher' bzw. einen technologischen Entwicklungsschub hierfür (vgl. hierzu Punkt 3) nicht erzielt werden. Die Einführung von ‚Kleinstspeichern' könnte sogar kontraproduktiv in Bezug auf die Erreichung der geltenden Energieeffizienzziele werden: Der Direktverbrauch setzt aktuell Anreize, bestehende (möglicherweise ineffiziente) Geräte oder Stromwärmeanwendungen mit geringen exergetischen Wirkungsgraden als verschiebbare Lasten zu nutzen. Einerseits ist es fraglich, welchen Nutzen eine solche kleinräumige Optimierung im Vergleich zu ihrem Aufwand haben kann. Andererseits sollten durch die bundespoli-

tisch gewollte Einführung energieeffizienter Geräte und die Substitution von Stromwärmeanwendungen die Lastverschiebungspotentiale abnehmen. Eine monetäre Besserstellung von Direktverbrauchsnutzern, die die Direktverbrauchsquote von 30 % zu überschreiten, erscheint aus energiewirtschaftlichen Gründen daher fraglich.

IZES: Die Förderung von ‚Kleinstspeichern' sollte nicht Gegenstand einer Förderung im Rahmen des EEG sein. Die Bonushöhe für den Eigenverbrauch sollte daher keine monetären Anreize für die Anschaffung eines Speichers auf der Ebene eines einzelnen Gebäudes liefern. Begründung: Wegen der im EEG vorgesehenen Degression steht zu erwarten, dass die Vergütung selbst für die höchste Vergütungsstufe (d.h. Anlagen bis 30 kWp) spätestens 2013 gleichauf oder niedriger als der Haushaltskundenstrompreis in der Grundversorgung liegt (für Anlagen < 30 kWp könnte bei einem Zubau von über 6,5 GW im Referenzzeitraum Oktober 2010 bis September 2011 bereits eine Vergütung von ungefähr 20,5 Cent gültig werden). Dann könnte auch ohne die EEG-PV-Vergütung eine Nachfrage nach Kleinstspeichern entstehen. Nutznießer hiervon wären die PV-Anlagenbesitzer, die jeweils abwägen können, ob es sich für sie eher lohnt, den Strom für den Eigenverbrauch zwischenzuspeichern (ggf. mit Wirkungsgradverlusten) oder ihn einzupreisen. Für die nichtprivilegierten EEG-Umlagezahler, die Netzbetreiber oder Lieferanten sind jedoch keine Vorteile zu erwarten, da die Einspeicherungen stochastisch und für den Netzbetreiber und den Lieferanten nicht planbar sind und auch die Spotmarktpreis senkende Wirkung des PV-Stroms entfällt. Daher sollte diese Art Speicherförderung dem freien Spiel von Angebot und Nachfrage am Markt überlassen bleiben, aber nicht Teil der EEG-Umlageförderung sein.

IZES: Ab dem Jahr 2011, spätestens aber 2012, sollte die Nutzung dreiphasiger Wechselrichter für alle PV-Anlagen (bzw. alle in das Niederspannungsnetz einspeisenden dezentralen Anlagen wie z. B. Mikro-KWK-Anlagen) vorgeschrieben werden. Begründung: Gegenwärtig besteht diese Anforderung nur für Anlagen > 3,68 kVA. Die Ausrüstung aller PV-Anlagen mit dreiphasigen Wechselrichtern hätte sowohl positive Wirkungen auf das Spannungsniveau im Netz (v.a. in den Fällen, in denen Netzbetreiber keine systematische Zuordnung der PV-Anlagen auf bestimmte Phasen haben) und führt dazu, dass der direkt verbrauchte Strom nicht nur bilanziell, sondern auch verstärkt physikalisch im hauseigenen Netz des Anlagenbesitzes genutzt wird.

IZES: Es ist zu prüfen, inwiefern der Eigenverbrauchsbonus bilanziell für alle Anlagen bis 30 kWp eingeführt werden sollte. Begründung: Zielsetzung des Eigenverbrauchsbonus ist eine Entlastung der EEG-Umlage, da die direkt verbrauchten Kilowattstunden dort entfielen. Gegen eine solche Entlastung spräche jedoch die Gefahr einer zirkulären Erhöhung der Umlage selbst, da diese auch eine Funktion der gesamten, nichtprivilegierten Stromendabnahme ist. Die Vor- und Nachteile dieser Lösung wären genau zu prüfen. Weiterhin ist zu prüfen, inwieweit die hierdurch

entstehenden Nachteile (v.a. eine mögliche Verminderung der Netzentgelte, die für den Unterhalt und den notwendigen Umbau des Netzes fehlen würden) durch die Einführung einer noch zu definierenden Netzentgeltkompensation ausgeglichen werden können. Diese Prüfung erscheint notwendig, da durch den PV-Direktverbrauch hauptsächlich stochastische Verminderungen der PV-Einspeisung zu erwarten sind. Daher sollten die Nutznießer des Direktverbrauchs ebenso an den Kosten von Unterhalt und Umbau der Netze beteiligt werden. Eine Ausnahme hiervon könnte gemacht werden, wenn durch die Inanspruchnahme des Direktverbrauchs ein Netzrückbau ermöglicht würde.

IZES: Die Höhe der Bonuszahlungen sollte jährlich in Abhängigkeit von der degressiven PV-Vergütung und ihres Abstands zum Haushaltskundenstrompreis neu bemessen werden. Gegebenenfalls ist auch eine nachträgliche Anpassung der in den Jahren 2009 und 2010 geltenden Sätze denkbar.Die Vergütung je kWh beim Direktverbrauch sollte die Unkosten des zweiten Zählers ausgleichen, aber nicht signifikant über der entgangenen Standardvergütung liegen. Begründung: Die Zielsetzung einer Entlastung der EEG-Umlage sollte durch die Bonuszahlungen nicht gefährdet werden.

IZES: Eine Einbeziehung älterer PV-Anlagen (vor 2009) in die Direktverbrauchsregelung sollte – unter der Maßgabe positiver Wirkungen auf die EEG-Umlage – ermöglicht werden. Hier sollte die Nachrüstung mit ‚intelligenten' Wechselrichtern (gemäß des aktuell diskutierten Entwurfs der E VDE-AR-N 4105 und entsprechend zu Punkt 4, s.o.) zur Voraussetzung für die Nutzung dieser Regelung werden. Begründung: Hierdurch könnte eine partielle Entlastung der EEG-Umlage auch durch die PV-Anlagen ermöglicht werden, die noch von höheren Vergütungen als die gegenwärtigen profitieren, die aber einen bedeutenden Posten im Rahmen der Kosten der PV-Vergütung ausmachen. Die Bonushöhen sollten dann unter Beachtung von HE 6 für jeden Vergütungsjahrgang berechnet werden.

IZES: Eine Ausweitung des Direktverbrauchsbonus auf andere Technologien könnte in der Zukunft für solche Anlagen erwogen werden, bei denen eine (juristisch) nachvollziehbare Nähe zwischen Einspeise- und Verbrauchsort gegeben ist. Dies sollte aber davon abhängig gemacht werden, inwieweit hierdurch – mit vertretbarem organisatorischem Aufwand – die Ziele EEG-Umlage-Entlastung und Netz entlastende Effekte wirklich realisiert werden können. Begründung: Die für einen PV-Eigenverbrauchsbonus angestrebten engen Begründungsgrenzen sollen auch für alle anderen dezentralen EEG-Anlagen gelten.

IZES: Eine Ausweitung des Eigenverbrauchs auf größere, netztechnisch begründbare Bilanzierungsgebiete (z. B. ein Netzstrang im NS-Netz) könnte mittelfristig erwogen werden. Dabei bleibt jedoch abzuwägen, inwieweit der hierfür notwendige administrative Aufwand einen zusätzlichen Netz entlastenden Nutzen aufweisen bzw. der Netzumbau vermieden werden kann.

BBH: Gesetzliche Klarstellungen und Anpassungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen: Sofern und soweit die Regelungen zum PV- Direktverbrauch – gegebenenfalls modifiziert – beibehalten werden, sollten die folgenden gesetzlichen Rahmenbedingungen angepasst bzw. klargestellt werden:

BBH: Ausschluss des Eigenverbrauchs bei Nutzung des allgemeinen Versorgungsnetzes: In § 33 Abs. 2 EEG sollte im Hinblick auf den Begriff der räumlichen Nähe klargestellt werden, dass eine Lieferung über die Netze für die allgemeine Versorgung nicht erfolgen darf. § 33 Abs. 2 EEG sollte dabei mit § 16 Abs. 4 EEG abgeglichen werden.

BBH: Klarstellung der Leistungsgrenzen und Vereinheitlichung des Anlagenbegriffs. Es sollte geregelt werden, auf welche Leistung sich die 30-kW (bzw. nunmehr 500-kW)-Grenze in § 33 Abs. 2 EEG bzw. gegebenenfalls einer Eigenverbauchsnorm für andere Energieträger bezieht. Dies könnte über eine Vereinheitlichung des Anlagenbegriffs im EEG erreicht werden. Sofern dies nicht erfolgt, sollte jedenfalls klargestellt werden, dass § 19 Abs. 1 EEG auch für die Bestimmung der Leistung in § 33 Abs. 2 EEG gilt.

BBH: Bei einer Novellierung der Regeln zum Direktverbrauch sollte bedacht werden, dass die Regeln nicht zu komplex werden. Der Abwicklungsaufwand für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber bei Messung und Abrechnung sollte verhältnismäßig bleiben. Vergleichbare Regelungen wie etwa die neu eingeführte Regelung zur 30- %-Grenze sollten deshalb vermieden werden.

BBH: Förderung der dezentralen Einspeisung durch die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung: Unabhängig von den Regeln zum Direktverbrauch könnte die dezentrale Einspeisung durch die Förderung der kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung gefördert werden. Dazu sollten rechtliche Unsicherheiten beim der Abgrenzung des Netzbegriffs, bei der Behandlung von Trafoverlusten und der Erhebung von Netzentgelten beseitigt werden.

3 AP 2 Markt- und Systemintegration

Das Kapitel ist ein drei größere Abschnitte unterteilt. In einem ersten Abschnitt werden zentrale technologische Optionen zur verbesserten Markt- und Systeminetgration diskutiert. Ein zweiter Abschnitt befasst sich mit den Regelenergiemärkten. Im dritten Abschnitt werden verschiedene Optioen zur Weiterentwicklung des EEG diskutiert. Hierzu gehören die mögliche Ausgestaltung einer Prämienmodells, Diskussionspunkte zum Integrationsbonus, Vorschläge zur bedarfgerechten Einspeisung der Biomaase und energieschwirtschafltiche und rechtliche Aspekte zur Förderung von Energiespeichern. Das Kapitel schließt mit einer Übersicht der wichtigsten Handlungsempfehlungen.

3.1 Technologieanalyse (IWES, ISI)

Um eine Markt- und Systemintegration EE zu ermöglich ist die Erschießung verschiedener Ausgleichsoptionen notwendig. Diese sind hinsichtlich Einsatzgebieten und den dabei entstehenden Kosten miteinander zu vergleichen. Dabei ist eine Berücksichtigung der möglichen Kostendregression bis 2020 notwendig.

Einsatzgebiete sind:

- Lastfolgebetrieb, Lastausgleich (im Kurzeitbereich – z. B. Tageszyklen und Langzeitbereich – z. B. Wochenzyklen)
- Regelleistung (Frequenzhaltung)
- Dezentrale oder zentraler Einsatz
- Vermeidung von Netzengpässen.

Die Ausgleichsoptionen lassen sich in folgende Kategorien einteilen

- Stromspeicher
- regelbare Erzeuger
- Lastmanagement
- Ausgleich durch Transport.

Ziel ist es einen Überblick über die vorhandenen Technologien hinsichtlich der technischen und wirtschaftlichen Charakteristik zu erhalten und eine einheitliche Datenbasis für die verschiedenen Teilvorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht zu schaffen. Anhand von Datenblättern wird ein vereinfachtes Berechnungsprogramm zu Verfügung gestellt werden. Durch die Variation einzelner Parameter können so angepasste Kosten ermittelt werden.

Parameter sind:

- Volllaststunden
- Kalkulationszinssatz
- Preis für Ladestrom.

Es werden getrennt die zusätzlichen Stromverlagerungskosten, welche durch die Nutzung der Technologie entstehend und zur Erhöhung der Kosten des Gesamtsystems beitragen, und andererseits die Stromgestehungskosten der Speicher für eine Teilnahme am Markt ausgewiesen.

Die Daten basieren auf Literaturangaben und Experten-Gesprächen. Dabei ist eine große Bandbreite der gegenwärtigen Kosten festzustellen. Größere Unsicherheiten existieren bezüglich einer zukünftigen Kostenentwicklung, welche neben der technologischen Entwicklung zusätzlich auch von der Entwicklung des jeweiligen Marktvolumens abhängt. In diesem Sinne bieten die Datenblätter in erster Linie einen Überblick über die Entwicklung und erlauben einen Vergleich zwischen den Technologien.

3.1.1 Stromspeicher (IWES)

Speichertechnologien lassen sich nur für gleiche Einsatzgebiete vergleichen. Dabei ist grundsätzlich zwischen Langzeit- und Kurzzeitspeicher zu unterscheiden. Unter der Berücksichtigung von netzspezifischen Versorgungsaufgaben kann zudem eine Trennung zwischen dezentralen Speichern (stationäre Batterien u.a.) und zentralen Großspeichern notwendig sein. Berücksichtigte Technologien sind:

- Kurzzeitspeicher
  - dezentrale Speicher:
    E-KFZ mit Rückspeisung, PbS-Batterie, NaS-Batterie, Litium-Ionen-Batterie, Redox-Flow-Batterie, TACAS (Thermal and Compressed Air Storage)
  - zentrale Speicher:
    PSW (Pumpspeicherwerke), CAES (Compressed Air Energy Storage), AA-CAES (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage)
- Langzeitspeicher
  - dezentrale Speicher:
    H_2-Speicher (Druckbehälter und Brennstoffzelle)
  - zentrale Speicher:
    H_2-Speicher gebunden an Kavernen, H_2-Speicher gebunden an das Erdgasnetz (Beimischung von Wasserstoff), EE-Methan-Speicher gebunden an das Erdgasnetz

Im Rahmen der Studie konnte jedoch das Potenzial der Anbindung norwegischer Speicherwasserkapazitäten an den deutschen Strommarkt oder die Erweiterung dieser Kapazitäten zu Pumpspeichern bewertet werden. Hierdurch besteht im Bereich der Langzeitspeicher prinzipiell eine weitere Ausgleichsoption.

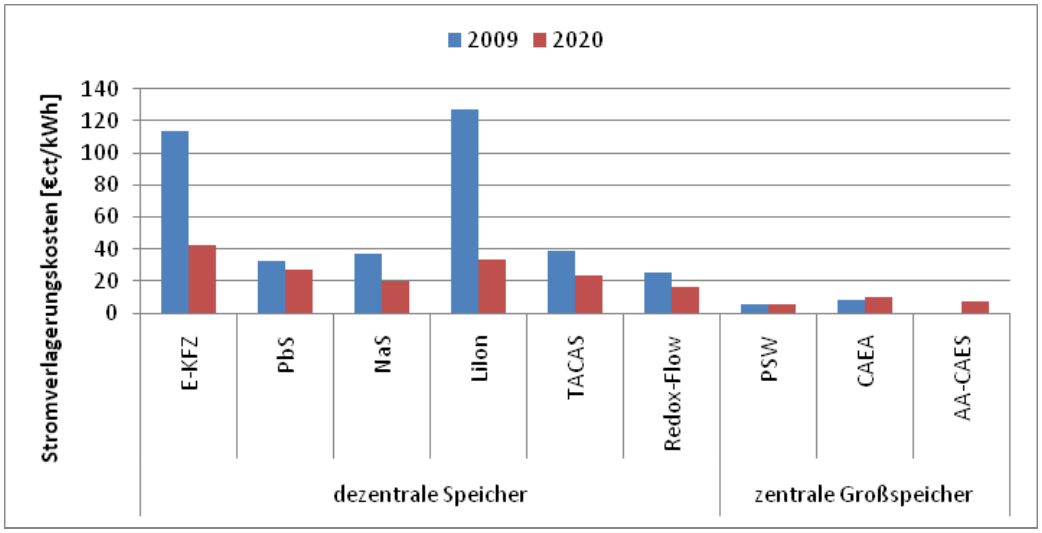


Abbildung 3-1: Stromverlagerungskosten für Kurzzeitspeicher bei 1500 VLS/a, 6 % Kalkulationszinssatz, 6h Speicherkapazität, Ladestrom von 2 ct/kWh 2009 und von 4 ct/kWh 2020.

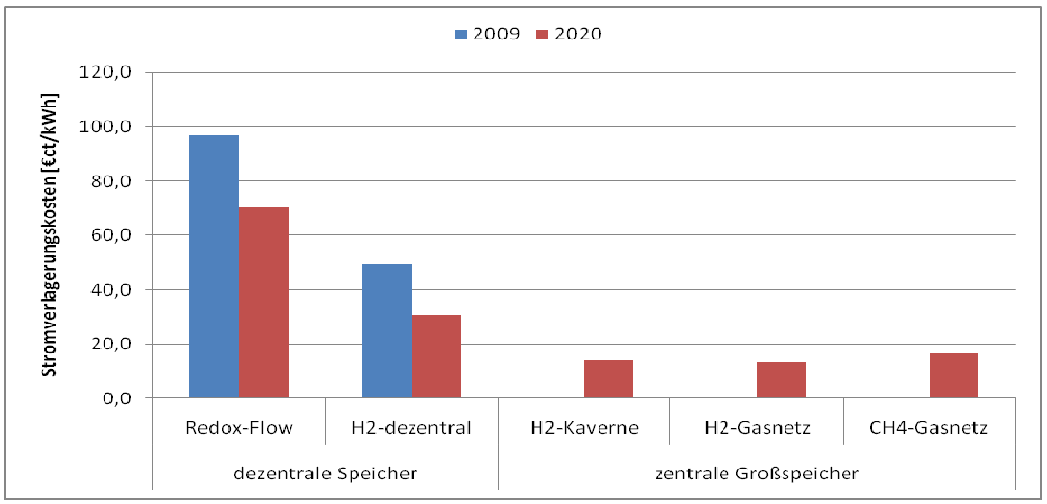


Abbildung 3-2: Stromverlagerungskosten für Langzeitspeicher bei 2000 VLS/a, 6 % Kalkulationszinssatz, 200h Speicherkapazität, Ladestrom von 2 ct/kWh 2009 und von 4 ct/kWh 2020.

3.1.2 Regelbare Erzeuger (IWES)

Biomasseanlagen sind unter Nutzung von nicht-elektrischen Speichern in der Lage ihre Einspeisung zu verlagern. Biogas-Anlagen können durch die Nutzung eines Gasspeichers und zusätzlicher BHKW-Leistung (bei Wärmenutzung auch inklusive eines Wärmespeichers) flexibel einspeisen. Im Fall von Biomethan- und Pflanzenöl-BHKW kann durch einen Wärmespeicher (und einem zusätzlichen BHKW) die elektrische Einspeisung von der Wärmelast entkoppelt werden. Holzheizkraftwerke sind aufgrund der technischen Eigenschaften der Dampfkreispozesse nur bedingt für diese Aus-

gleichsmaßnahmen geeignet. Im Vergleich zu Stromspeichern stellen regelbare Biomasseanlagen eine deutlich günstigere Ausgleichsoption dar.

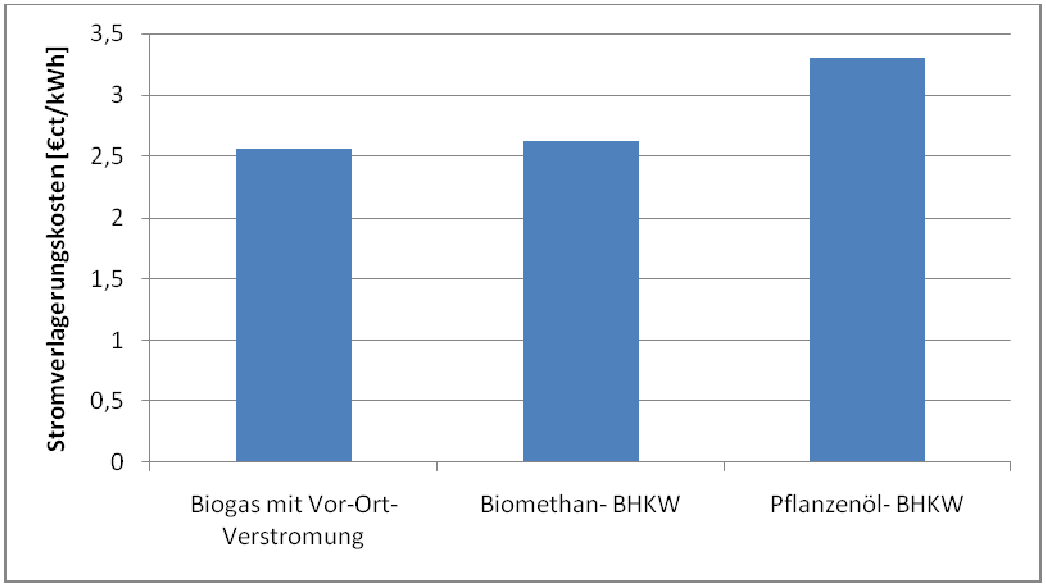


Abbildung 3-3: Stromverlagerungskosten von Biomasseanlagen 2009, 500kW-Engpassleistung bei doppelter installierter Leistung.

3.1.3 Netzausbau (IWES)

In einem engmaschigen Übertragungsnetz wie in Deutschland gilt grundsätzlich die Prämisse, dass ein idealer Netzausbau die kostengünstigste Ausgleichsoption gegenüber allen anderen Ausgleichsoptionen darstellt. Dennoch ist mit einer Verzögerung des Netzausbaus und zunehmend mit entsprechenden Netzengpässen zu rechnen. Im Zusammenhang mit dieser zeitlichen Verzögerung können andere Ausgleichsoptionen – Speicher, regelbare Biomasseanlagen, Lastmanagement – wichtig sein, um die Abregelung von großen Mengen von Windstrom in Norddeutschland zu vermeiden, wenn dieser nicht nach Süden abtransportiert werden kann. Um die soziale Akzeptanz für Netzausbauprojekte zu erhöhen muss auch die Installation von Erdkabeln in Betracht gezogen werden. Auch hierbei ist im Normalfall davon auszugehen, dass die volkswirtschaftlichen Mehrkosten für den Netzausbau günstiger als alternative Ausgleichsoptionen sind. Dennoch gilt es den jeweiligen Fall hinsichtlich der entstehenden Kosten und anderer Alternativen zu prüfen. In der politischen Diskussion wird als zusätzliche Alternative auch die Erweiterung des Verteilnetzes der Deutschen Bahn bzw. der DB Energie (110kV-Leitungen 16,7 Hz) durch ein überlagertes HGÜ-Netz in Erwägung gezogen.

Neben dem Netzausbau bestehen weitere Möglichkeiten zur Verminderung von Netzengpässen. Wenn im Bereich der Regelleistung konventionelle Must-Run-Einheiten durch flexible Ausgleichsoptionen (Speicher, Lastmanagement und EEG-Anlagen) ersetzt werden, können in Zeiten

hoher EE-Einspeisung diese Einheiten auch aus dem Markt und damit aus dem Netz gedrängt werden. Ein weiterer Ansatzpunkt besteht in der Blindleistungsregelung durch Windparks die auf höheren Spanungsebenen einspeisen. Durch beide Maßnahmen kann die freie Übertragungskapazität der Netze erhöht werden.

Auf Verteilnetzebene ist im Normalfall nicht mit Netzengpässen zu rechnen, da Netzbetreiber dazu angehalten sind zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs/Wettbewerb die Verteilnetze auszubauen. Dennoch ist festzustellen, dass gerade durch den schnellen Ausbau der Photovoltaik hohe Kosten durch den Netzausbau entstehen können (Erhöhung der Leistung von Transformatoren der Ortstation, Erdarbeiten im Niederspannungsbereich). Anderseits könnte durch die Etablierung technischer Standards zur dynamischen Blindleistungsregelung die Übertragungskapazität der Niederspannungsnetze deutlich verbessert und die zusätzlichen Netzausbaukosten verringert werden. Die Situation ist jedoch von Fall zu Fall differenziert zu betrachten. Grundsätzliche Unterschiede sind auch zwischen den Netzen im ländlichen und städtischen Bereich zu sehen.

3.1.4 Lastmanagement (ISI)

Zukünftige Energiesysteme mit hoher Windeinspeisung sind geprägt durch eine hohe Variabilität sowie eine begrenzte Vorhersagbarkeit einer Vielzahl an Erzeugern. Große Leistungsfluktuationen sowie Vorhersagefehler treten jedoch nur wenige Stunden pro Jahr auf. Dennoch muss der Netzbetrieb mit solchen Situationen umgehen können und zukünftig flexibel darauf reagieren. Hier können Lastmanagementpotenziale einen wichtigen Beitrag leisten. Kostengünstig verfügbar sind insbesondere Potenziale, die eine hohe Leistung für eine begrenzte Zeit bereitstellen können. Damit eignet sich Lastmanagement vor allem für die Bereitstellung von Reserveleistung auf nationaler Ebene. Insbesondere im Bereich der Minutenreserve mit seltenen und eher kurzen Abrufhäufigkeiten sind Lastmanagementpotenziale wettbewerbsfähig. Mit begrenzten Potenzialen lassen sich vergleichsweise große Mengen fluktuierender Einspeisung ausregeln. Bei niedrigen Abrufhäufigkeiten sind Lastmanagementpotenziale dann auch deutlich günstiger als andere Maßnahmen wie etwa Speicher.

Typischerweise können kurzfristig relativ große Leistungen verlagert werden. Die Verlagerungsdauer ist in der Regel jedoch begrenzt. Bei einer längerfristigen Verlagerung steigen die Kosten deutlich an. Darüber hinaus sind die Potenziale zur Bereitstellung von zusätzlicher Nachfrage in der Regel ebenfalls begrenzt. Die Vielzahl der Lastmanagementpotenziale lässt sich durch ein Abschalten von in Betrieb befindlichen Anlagen realisieren. Die größten Potentiale liegen in den stromintensiven Industrien:

Tabelle 3-1: Anwendungsbeispiele für Lastmanagement in der Industrie.[155]

Branche	Anwendungen	Art der Laständerung
Chlorindustrie	Elektrolyse	Teillastbetrieb mit reduzierter Leistungsaufnahme
Aluminiumindustrie	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen
Kupferindustrie	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen
Zink-Blei-Industrie	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen
Stahlindustrie / Gießereien	Lichtbogenöfen/Induktionsöfen	Produktionsplanung, Abschaltung des Ofens
Papierindustrie	Zellstoff- und Thermomechanische Holzstoffherstellung	Abschalten von Schleifern bzw. Refinern
Zementindustrie	Zement- und Rohmühlen	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Chemische Industrie	Luftzerlegung	Teillastbetrieb mit reduzierter Leistungsaufnahme
Bergbau	Wasserhaltung	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Wasserversorgung	Pumpen	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Holzindustrie	Fräsmaschinen, Sägegatter	Produktionsplanung
Querschnittstechnologien	Mühlen, Pumpen, Verdichter , Klima- und Kälteanlagen	Abschalten bzw. zeitweise Teillastbetrieb

3.2 Regelenergieausschreibungen (IZES, BBH)

3.2.1 Definition und Abgrenzung der Regelenergiemärkte (IZES)

Seit dem Inkrafttreten des EnWG 2005 haben sich die Beschaffungsprozeduren der sogenannten Ausgleichsleistungen, Verlust- und v.a. Regelenergie[156], die von den Netzbetreibern zu beschaffen sind, grundlegend geändert und sind auch 2010 noch im Wandel begriffen. Die Netzbetreiber müssen die Ausgleichsleistungen gemäß § 22, Abs. 1 EnWG „nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene oder assoziierte Unternehmen nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren (…) beschaffen.“[157] Diese Gesetzesänderungen schaffen grundsätzlich die Basis dafür, dass neue Märkte in diesen Bereichen entstehen und sich neue Anbieter hier Geschäftsfelder erschließen, die ihnen vorher nicht offen gestanden haben. Zu den möglichen neuen Marktteilnehmern gehören auch die Anbieter dezentral erzeugter Elektrizität, darunter auch die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energieträgern. Ob und inwieweit die EE-

155 Armbrüster, H. (2005): Neue Chancen durch Regelenergiemärkte, Vortrag Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET).

156 §3,1 und §§ 22 und 23 des EnWG vom 25.10.2008

157 Siehe dazu sogleich unten.

Anlagen hieran teilnehmen können und sollten, wird von drei Faktoren bestimmt:

- Wie sieht es mit der realen Umsetzung der im EnWG festgeschriebenen, transparenten und nichtdiskriminierenden' Beschaffung aus?
- Welche wirtschaftlichen und/oder technischen Aspekte sprechen für oder gegen eine Teilnahme dezentraler Stromerzeuger an den Märkten für die Ausgleichsleistungen?
- Welche CO2-Minderungspotentiale ergäben sich aus einer vermehrten Teilnahme dezentraler Stromerzeuger an diesen Märkten?

Der Begriff der „Regelenergie" wird gegenwärtig mit vielfachen Bedeutungen belegt. Vor allem im umgangssprachlichen oder populärwissenschaftlichen Sprachgebrauch wird „Regelenergie" oft mit Residuallast gleichgesetzt.[158] Gesetzlich definiert ist diese lt. § 2 der StromNZV als „*diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird*". Dabei gelten laut Transmission Code die Regelenergiearten Primärregel- und Sekundärregelleistung sowie die Minutenreserveleistung als Systemdienstleistungen im Rahmen der Frequenzhaltung. § 7 der StromNZV sieht weiterhin auch „*sonstige beschaffte und eingesetzte Regelenergieprodukte*" vor, ohne diese genauer zu definieren.
Dabei zeichnen sich die zur Frequenzhaltung notwendigen ‚Regelenergieprodukte' Primär-, Sekundär- und Minutenreserve durch drei Charakteristika aus:

1. Ihr Abruf erfolgt *nach* einer aufgetretenen Frequenzabweichung.
2. Die Anbieter müssen im Rahmen einer Präqualifikation den Nachweis ihre Fähigkeit zur gesicherten Leistungsbereitstellung nachweisen.
3. Die Vergütung der Regelenergieprodukte enthält mindestens eine Bereitstellungskomponente („Leistungspreis"), bzw. wird im Fall der Primärreserve nur über die Leistungsbereitstellung entlohnt.

Ein weiterer kurzfristiger Teilmarkt des Stromsektors weist ebenso großteils die oben genannten Charakteristika auf: die sog. „EEG-Reserve". Mit dem Inkrafttreten der AusglMechV und der dazu gehörenden Durchführungsverordnung (AusglMechAV, vom 22. Februar 2010,) soll die EEG-Reserve dazu dienen, „*zur Abdeckung von Zeiten unzureichender Liquidität des untertägigen Spotmarktes eine zusätzliche Leistungsreserve … vorzuhalten*". Diese darf „ausschließlich zum Verkauf von Zusatzmengen gegenüber der Vortagsprognose oder zum Kauf von Fehlmengen gegenüber der Vortagsprognose eingesetzt werden."[159] Dabei wird auf §22 des EnWG verwiesen, der – sofern keine netztechnischen Restriktionen vorliegen – eine bevorzugte Nutzung der untertägigen Beschaffung vorsieht.

---

[158] vgl. z. B. Zeit Infografik „Strom auf Vorrat": „Je weiter die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunimmt, desto mehr Reserven an »Regelenergie« werden gebraucht.", DIE ZEIT vom 18.03.2010, S. 40

[159] AusglMechAV, § 1, Abs. 4 und Abs. 4, Punkt 2 (Hervorhebung durch die Verfasser)

Es ist daher davon auszugehen, dass auch zukünftige Verfahren zur Beschaffung von Energie für den kurzfristigen Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung einen Schwerpunkt auf börsliche Handelsplätze und Verfahren ohne eine Leistungsbereitstellungskomponente legen werden.

Wie in Tabelle 3-2 ersichtlich, sind die jeweils ausgeschriebenen Mengen selbst in der Summe über die 4 deutschen Regelzonen gering.

Tabelle 3-2: Einige Charakteristika weiterer kurzfristiger Teilmärkte des Stromsektors.

	Day-ahead-Markt	Intraday-Markt	EEG-Reserve
Mindestmenge	0,1 MW	0,1 MW	15 MW
∅-Volumen/ h	~ 22.700 MWh	~ 1.000 MW[160]	15MW<Pos<150MW 30MW<Neg<240MW[161]
Mindestzeitraum für Lieferung	1 h	1h	50 Hz und transpower: Mind. 30 min. mit 45 min. Vorlauf, (50 Hz: neg. nur in eigener Regelzone); EnBW TNG: mind. 1h mit 60 min. Vorlauf; Amprion: mind. 1h mit 45 min. Vorlauf, Poolung möglich
Nachfrager/ Handelsplatz	EPEX	EPEX	4 ÜNB
Marktzutrittsbedingungen	Börsenzulassung bzw. Vermarktung durch börsenzugelassenen Händler	Börsenzulassung bzw. Vermarktung durch börsenzugelassenen Händler	Erfolgreiche Teilnahme an Ausschreibung des ÜNB
Bezahlung nach	Gelieferten MWh	Gelieferten MWh	Leistungs- und Arbeitspreiskomponente

Daher werden in Tabelle 3-2 auch die beiden anderen kurzfristigen Teilmärkte des Stromsektors, die generell für eine Vermarktung von EE-Strom in Frage kommen, dargestellt.

In den beiden börslich gehandelten Teilmärkten des Stromsektors day-ahead und Intraday-Markt sind sowohl die Volumina bedeutend höher als auch die Voraussetzungen für das Zustandekommen einer Stromlieferung wesentlich geringer.

Abzuwägen bleibt hierbei in jedem Einzelfall, inwieweit einerseits die Einnahmen aus einer möglichen Leistungsvorhaltung die entgangenen Ein-

[160] Durchschnittswert der Monate Januar und Februar 2010, Berechnung IZES, Quelle: EEX

[161] Maximal- bzw. Minimalwerte der jeweils ausgeschriebenen bzw. bezuschlagten Leistungen (je nach Veröffentlichungsform des jeweiligen ÜNB) in den Monaten Januar – Mai 2010; Quellen.: Webseiten der ÜNB (jeweilige AGB bzw. Musterrahmenverträge für EEG-Reserve, Abrufe am 29.03.2010.

nahmen aus dem Verkauf / der EEG-Abnahme der vom EE-Stromerzeuger geleisteten Arbeit über-kompensieren und wie viel Erneuerbarer Strom durch den Stand-by auf Grund der Leistungsvorhaltung nicht produziert / eingespeist werden kann.

3.2.2 Charakteristika der drei Regelenergiearten (IZES)[162]

Die vier bundesdeutschen Übertragungsnetzbetreiber (Amprion, Transpower, EnBW TNG und 5o Hertz Transmission) haben die Aufgabe, ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung (Leistungsbereitstellung) und -abnahme (Last) in ihrer Regelzone aufrechtzuerhalten und damit einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Hierzu müssen die ÜNB Regelleistung und –arbeit beschaffen.

Ein tatsächlicher Bedarf an (und damit der Abruf von) Regelleistung entsteht grundsätzlich dann, wenn die Summe der aktuellen Kraftwerkseinspeisungen von der aktuellen Abnahme abweicht. Ursächlich können bspw. sein:

- Abweichungen von der Lastprognose
- Unvorhersehbare Einzelereignisse (Erzeugungsausfälle in Kraftwerken, störungsbedingte Produktionsausfälle bei Industriebetrieben)
- In Bezug auf dezentrale bzw. erneuerbare Erzeugung: Prognosefehler der Einspeisung

Die ÜNB sind verpflichtet, aufgetretene Ungleichgewichte von Erzeugung und Abnahme unverzüglich auszugleichen. Bei länger währenden Kraftwerksausfällen ist der jeweilige Kraftwerksbetreiber verpflichtet, die ausgefallene Leistung nach spätestens 60 Minuten in seinem Bilanzkreis auszugleichen.

Gegenwärtig verlaufen die Ausschreibungen mittels der gemeinsamen Internetplattform regelleistung.net. Die Mengen der Sekundärregelung und Minutenreserve werden wahrscheinlichkeitstheoretisch berechnet. Die Menge der Primärreserve ist proportional zum Anteil Deutschlands an der Netto-Stromerzeugung innerhalb der UCTE: Europaweit müssen 3000 MW vorgehalten werden (was dem Ausfall zweier großer Kraftwerkseinheiten entspricht), woran Deutschland einen jährlich neu zu berechnenden Anteil erbringen muss, der proportional zu der in den deutschen Regelzonen installierten Kraftwerksleistung ist. [163]

Man unterscheidet drei Arten von Regelenergie: Primär,- Sekundär- und Tertiärregelung (= respektive PRL, SRL und MRL), die im Folgenden kurz dargestellt werden.

---

[162] Vgl. generell hierzu [Röck et al 2006]

[163] Vgl. UCTE Operation Handbook, appendix1_v19, Version vom 16.06.2004, S. 3-12

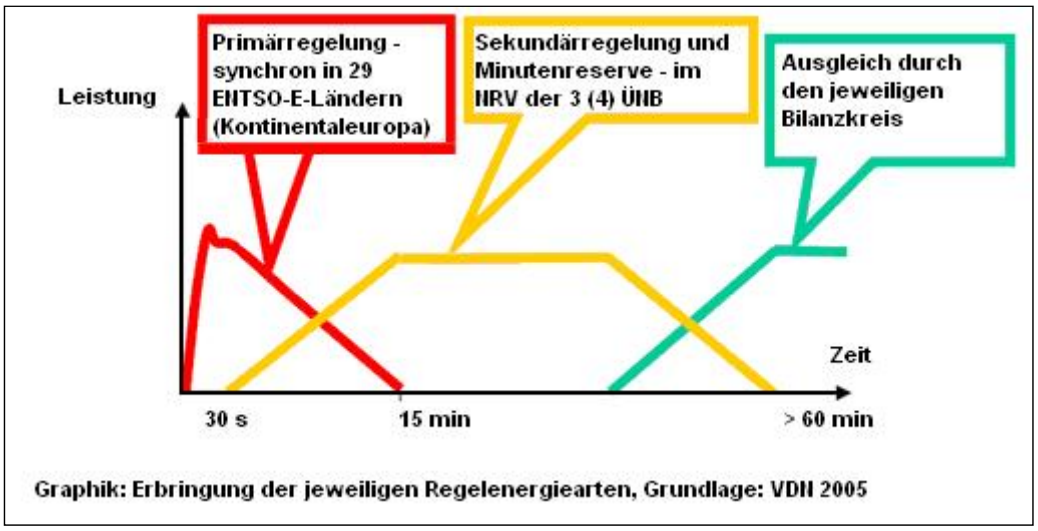

Primärregelung - synchron in 29 ENTSO-E-Ländern (Kontinentaleuropa)
Sekundärregelung und Minutenreserve - im HRV der 3 (4) ÜNB
Ausgleich durch den jeweiligen Bilanzkreis
Leistung
Zeit
30 s
15 min
> 60 min
Graphik: Erbringung der jeweiligen Regelenergiearten, Grundlage: VDN 2005

Abbildung 3-4: Drei Arten von Regelenergie.

Die Primärregelung greift ausschließlich auf Leistungsreserven der Turbinen großer Kraftwerke zurück, deren Regelungen die Frequenzänderung im Netz erkennen und die Rotationsgeschwindigkeit der Generatoren automatisch beeinflussen (sog. „rotierende Reserve“). Die Sekundärreserve und die Minutenreserven greifen sowohl auf die rotierende als auch auf die stehende Reserve zurück und bedienen sich schnell anlaufender Kraftwerke (Pumpspeicherkraftwerke oder vorgeheizter Gasturbinen).[164]

3.2.2.1 Primärregelleistung (PRL)

Formal müssen in der Bundesrepublik alle Erzeugungseinheiten mit einer Nennleistung von über 100 MW zur Teilnahme an der Primärregelung fähig sein. Die Primärregelleistung wird automatisch bei den in den Ausschreibungen erfolgreichen Bietern abgerufen, wobei der Abruf nach Höhe des Leistungspreises erfolgt.

Die Ausschreibungen hierfür erfolgen monatlich gemeinsam für positive und negative[165] Regelleistung, d.h. Bieter müssen in der Lage sein, beide Arten zu erbringen und dies für einen gesamten Monat gewährleisten zu können, was die Anzahl der potentiellen Bieter durchaus einschränkt, auch wenn das Mindestgebot von +/- 5 MW prinzipiell die Teilnahme vieler Anlagen zulässt. Stochastische Erzeuger wären technisch heute zumeist in der Lage, Primärregelleistung zu erbringen, wenn in wesentlich kürzeren Zeitscheiben ausgeschrieben würde. Eine Leistungserbringung über einen Monat zu gewährleisten, bleibt gegenwärtig den nichtstochastischen Erzeugern vorbehalten.

---

[164] Vgl. [BET 2003], S. 48 und Mailaustausch mit Herrn Dr.-Ing. Jörn Runge, RWE/ amprion

[165] Positive Regelenergie bedeutet, dass zusätzlich Leistung erbracht werden muss, d.h. dass Kraftwerke mehr Leistung bereitstellen müssen oder die Nachfrage heruntergefahren werden muss. Negative Regelleistung bedeutet analog, dass Leistung vom Netz gehen muss oder Verbraucher zugeschaltet werden müssen.

Mit Wirkung vom 27.6.2011 gelten hier gemäß der Festlegung BK3-9-6-10-097 der Bundesnetzagentur neue Anforderungen: Die Ausschreibungsdauer wird auf eine Woche reduziert, die Mindestlosgröße wird auf 1 MW abgesenkt, wobei gleichzeitig die Poolung von Anlagen und die Besicherung kontrahierter Anlagen durch Dritte zugelassen werden.

3.2.2.2 Sekundärregelleistung (SRL)

Die Aktivierung erfolgt innerhalb von 5 Minuten; der abzudeckende Zeitrahmen beträgt 30s < t < 15 Minuten. Dies geschieht ebenfalls automatisch. Die gemeinsame Ausschreibung aller ÜNB für Sekundärregelleistung findet monatlich statt: Auch hier werden die ausgeschriebenen Mengen wahrscheinlichkeitstheoretisch berechnet. Weiterhin wird eine Differenzierung in zwei Zeitscheiben (d.h. NEG_HT + POS_HT: 8h – 20h an Wochentagen; NEG_NT + POS_NT: übrige Zeit und Wochenenden) unternommen. Das Mindestgebot liegt jeweils bei + 10 MW bzw. -10 MW. Die Vergabe erfolgt nach Leistungspreis, der Abruf erfolgt entsprechend den gebotenen Arbeitspreisen.[166]

Mit Wirkung vom 27.6.2011 gelten hier analog zur Primärreserve gemäß der Festlegung BK3-9-6-10-098 der Bundesnetzagentur neue Anforderungen: Die Ausschreibungsdauer wird auf eine Woche reduziert, die Mindestlosgröße wird auf 5 MW abgesenkt, wobei gleichzeitig die Poolung von Anlagen und die Besicherung kontrahierter Anlagen durch Dritte zugelassen werden.

3.2.2.3 Minutenreserveleistung (MRL)

Mit der Abschaffung der getrennt durchgeführten Minutenreserveausschreibung beschaffen die vier ÜNB seit Dezember 2006 die Minutenreserve gemeinsam über eine Internetplattform.

Die Minutenreserve wird telefonisch und fahrplanmäßig beim jeweiligen Kraftwerksbetreiber abgerufen. Im Unterschied zur Primär- und Sekundärregelleistung wird diese täglich ausgeschrieben. Dabei werden 6 Zeitscheiben à 4h, jeweils getrennt nach positiver bzw. negativer Regelleistung (Bsp. NEG_00_04 oder POS_16_20) unterschieden. Analog zur Sekundärregelleistung erfolgt die Vergabe nach Leistungspreis und der Abruf entsprechend den gebotenen Arbeitspreisen. Die Mindestgebotsgröße liegt bei +15 MW bzw. -15 MW. Die Preise variieren dabei stark zwischen den jeweiligen Zeitscheiben und danach, ob es sich um positive oder negative Regelenergie handelt. Auch hier sind gemäß des Eckpunktepapiers der Bundesnetzagentur vom 15.11.2010 Änderungen der Ausschreibungsverfahren zu erwarten.

Die Bundesnetzagentur hat die ÜNB angewiesen, zum 1. Januar 2009 negative Arbeitspreise bei der Regelenergie zuzulassen, sodass beispielsweise für die Inanspruchnahme negativer Regelenergie nicht mehr

[166] Vgl. BNetzA 2010 (Beschluss vom 16.03.2010)

wie bisher der Anbieter den ÜNB vergütet, sondern umgekehrt der ÜNB den Anbieter für die Aufnahme überschüssigen Stroms entgelten muss.[167]

Tabelle 3-3: Ausgeschriebene Mengen an Regelleistung 2008 und 2009.

	PRL	SRL		MRL	
		Pos.	Neg.	Pos.	Neg.
2008	660-661	2.860-3.050	2.340-2.510	2.668-3440	1.559-2.090
2009	623	2.678-3.013	2.064-2.206	2.285-3508	2.073-3.238

Quellen: Bundesnetzagentur 2009, S.35 (Monitoringbericht 2009) und Bundesnetzagentur 2010, S. 6-10 (Beschluss vom 16.03.2010)

3.2.3 Aktuelle Praxis der Beschaffung von Regelenergie (IZES)

Es ist angebracht, nicht von einem Regelenergiemarkt, sondern von Regelenergiemärkten zu reden, da zur Bereitstellung der jeweiligen Regelenergiearten unterschiedliche Kraftwerke herangezogen werden, jeweils unterschiedliche Anbieter(zahlen) vorzufinden sind und vor allem da jeweils eigene Markt- und Preisbildungsmechanismen gelten.[168] Um an den Ausschreibungen teilnehmen zu können, müssen die Anbieter zuerst Präqualifikationsverfahren durchlaufen, die dazu dienen sollen, ihre technische und organisatorische Befähigung zur Erbringung der verschiedenen Arten von Regelenergie nachzuweisen.

Die Teilnahme an den Ausschreibungen für Primärregelleistung ist gegenwärtig nur möglich, wenn die teilnehmende technische Einheit ein Primärregelband von 2 % ihrer Nennleistung, aber mindestens von 2 MW erbringen kann.[169]

Der Markt für Sekundärreserve befindet sich seit Mitte 2008 in einem tiefgreifenden Wandlungsprozess. Im Rahmen eines Festlegungsverfahrens (Az. BK6-08-111) hat die Bundesnetzagentur im März 2010 die Schaffung eines, die vier Regelzonen übergreifenden, Netzregelverbundes angeordnet.

Ziel des Festlegungsverfahrens ist es, den Aufwand und die Kosten bei der Regelenergie u. a. durch die Vermeidung des gleichzeitigen, entgegen gerichteten Einsatzes von Regelenergie sowohl zwischen den einzelnen Regelzonen des Amprion-Regelblockes (das sog. Gegeneinander-Regeln) sowie durch die Senkung der vorzuhaltenden Regelleistung zu verringern. Weiterhin soll die Segmentierung des Marktes für Sekundärreserve, die entsteht, da die ÜNB zur Deckung des Regelleistungsbedarfs zuerst die erfolgreichen regelzoneninternen Angebote auswählen können, überwun-

[167] Vgl. Monopolkommission 2009, 157

[168] Vgl. Monopolkommission 2009, 153-155

[169] Vgl. VDN 2003

den werden. Da in den einzelnen Regelzonen jeweils nur 2 bzw. in der Regelzone von Amprion 6[170] Anbieter registriert sind, kann der regelzoneninterne Bieterwettbewerb bislang als sehr beschränkt gelten.[171] Nach einer Übergangsphase seit Ende 2008, während derer die drei ÜNB transpower, EnBW und 50 Hertz einen gemeinsamen Netzregelverbund (=NRV) geschaffen haben[172], muss Amprion diesem Netzregelverbund im Lauf des Jahres 2010 beitreten. Die Umsetzung des Netzregelverbunds in allen vier deutschen Regelzonen umfasst folgende Einzelmaßnahmen, die bis zum 31.05.2010 umgesetzt werden müssen:

In allen vier Regelzonen müssen Leistungsungleichgewichte nun übergreifend saldiert werden. Der Einsatz von Sekundär- und Minutenreserve ist dabei so zu koordinieren, dass ein Gegeneinanderregeln, d.h. ein entgegen gerichteter Einsatz von Regelenergie vermieden wird.

Die Höhe der vorzuhaltenden Sekundär- und Minutenreserveleistung ist für die Gesamtheit der vier Regelzonen zu bemessen und die entstehenden Reduktionspotentiale sind zu nutzen.

Es wird ein deutschlandweit einheitlicher Markt für Sekundärreserve geschaffen, in dem die Anbieter aller vier Regelzonen im Wettbewerb miteinander stehen. Zur Teilnahme am deutschlandweiten Markt muss eine datentechnische Anbindung an die Leitwarte des eigenen Regelzonenbetreibers bestehen.

Es erfolgt eine bundesweit einheitliche Ausschreibung von Sekundärreserve, bei der die Abrufe einheitlich nach der Höhe des Arbeitspreises erfolgen.

Sowohl bei dem ZNR als auch dem NRV unter einer möglichen Beteiligung der Amprion GmbH wird ein Einsparpotential von rund 95 % des bislang bestehenden Gegeneinanderregelns angenommen.[173]

Zusätzlich haben die ÜNB im März 2009 neue Präqualifikationsunterlagen für die Sekundärreserve herausgegeben, die u.a. die Forderungen der Bundesnetzagentur nach Poolung mehrerer Erzeugungseinheiten umsetzen.[174] Die Auswirkungen dieser Neuerung auf die reelle Zahl der Sekundärreserveanbieter (im Januar 2010 bundesweit 9 [175]) sollten in der Zukunft aber weiterhin Objekt wissenschaftlicher Untersuchungen bleiben.

---

170 Telefonische Information von Gabriele Michell, Amprion GmbH, am 20.01.2010

171 Vgl. Bundesnetzagentur 2007, S. 2 für den Beschluss bzgl. des Vorzugs regelzoneninterner Angebote und S. 28 zur Darstellung der Anbieterstruktur. Die Monopolkommission spricht wegen der fehlenden bundesweiten Ausschreibungen von beschränkten Monopsonen. Vgl. Monopolkommission 2009, S. 157

172 EnBW et al 2008; Vgl. TU Dortmund/ E-bridge 2009 und BNetzA 2010[Beschluss vom 16.03.2010)

173 Vgl. TU Dortmund/ E-bridge 2009, S. 29

174 https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/praequalifikation_srl.jsp

175 Telefonische Information von Gabriele Michell, Amprion GmbH, am 20.01.2010

Heute bereits gängige Praxis ist die Poolung dezentraler Erzeugungseinheiten in der Minutenreserve. Hier sind bundesweit rund 25 Anbieter präqualifiziert und davon ungefähr 20 regelmäßig in den Minutenreserveauktionen aktiv.[176] Bis zum 30.09. 2010 soll weiterhin eine bundesweit einheitliche Abrufliste für Minutenreserve eingerichtet werden und auch hier ein Abruf nach der Höhe des Arbeitspreises erfolgen.[177]…

Mit diesen bedeutenden Veränderungen des Marktdesigns der Regelenergiemärkte hat die Bundesnetzagentur die rechtlichen Möglichkeiten dezentraler Anlagenbetreiber und neuer Marktteilnehmer zur Teilnahme mindestens an den Sekundär- und Minutenreservemärkten seit dem Inkrafttreten des EnWG 2005 rechtlich stark verbessert. Ebenso ist mit den neuen Festlegungen der Bundesnetzagentur vom 12.04.2011 betreffend die Primär- und Sekundärreserve zu erwarten, dass die Möglichkeiten zur Teilnahme kleinerer, dezentraler Erzeuger oder Lasten gestärkt werden. Hier wird es Aufgabe der Wissenschaft sein, diese Neuerungen aufmerksam zu verfolgen und auf ihre Wirksamkeit hin zu evaluieren.

Eine ausführliche wissenschaftliche Bewertung des seit Dezember 2008 sukzessive umgesetzten Netzregelverbunds ist nicht Gegenstand dieses Berichts, sollte aber ebenso von wissenschaftlicher Seite intensiv begleitet werden. Dabei dürften sich bei vollständig erfolgter Umsetzung des NRV vielfältige Wechselwirkungen ergeben, die in eine Bewertung dieser Maßnahmen einfließen müssten: Hierzu gehört unter anderem[178] die Vereinheitlichung des Marktes für Sekundärenergie und die der Präqualifikationsanforderungen, die die Grundlage für eine Vergrößerung der Anbieterzahl in diesem Teilmarkt geschaffen haben. Dies ist aus wettbewerblicher Sicht klar zu begrüßen, da sie Senkungen der Gebotspreise für Sekundärregelenergie ermöglichen kann.

3.2.4 Ausgleichsenergie(IZES)

Durch die Liberalisierung des Strommarktes gibt es neben diesen technischen Abläufen eine kaufmännische Betrachtung. Jeder Stromhändler muss für jede Viertelstunde eines Tages im Voraus für seinen Bereich, den man „Bilanzkreis" nennt, festlegen, wie viel Strom er seinen Kunden liefern will und woher dieser Strom kommen soll. Er schließt Verträge mit Kunden und mit Kraftwerksbetreibern ab, beziehungsweise kauft Strom an der Börse und teilt diese „Fahrpläne" seinem ÜNB mit. Weicht der tatsächliche Verbrauch von der Planung ab, dann muss der ÜNB mehr oder weniger Strom für den Bilanzkreis bereitstellen. Diese „Ausgleichsenergie" wird den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) gemäß § 8, Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) in Rechnung gestellt.

---

176 Monopolkommission 2009, 156

177 BNetzA 2010 [Beschluss vom 16.03.2010, S. 44f]

178 Vgl. TU Dortmund/ E-bridge 2009, Kap. 6 für eine erste Bewertung des möglichen gesamtwirtschaftlichen Nutzens der beiden Konzepte

Der Preis der Ausgleichsenergie, dessen Berechnung u.a. in § 8, Abs. 2 der StromNZV festgelegt wird, berechnet sich aus den Arbeitspreisen für positive und negative Sekundär- und Minutenreserveleistung.

Die drei ÜNB EnBW, transpower und VE-T haben im Rahmen des NRV seit Mai 2009 den „regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanz-ausgleichsenergiepreis“ (den sog. „reBAP“) eingeführt. Dieser wurde mit der vollständigen Umsetzung des Netzregelverbundes im Frühjahr 2010 auch von Amprion übernommen. Damit gilt gegenwärtig für alle vier je 1/4h derselbe Ausgleichsenergiepreis.[179] Diese Preise werden von den ÜNB im Internet veröffentlicht[180].

Abbildung 3-5: Regel- und Ausgleichsenergie.

Generell kann somit nicht von einem Ausgleichsenergie-“Markt“ gesprochen werden, da dieser im Wesentlichen sowohl in den Mengen als auch in den berechneten Preisen eine Funktion der abgerufenen Regelenergie darstellt. Zwar besteht durchaus die Möglichkeit, mit Bilanzkreisabweichungen Handel zu treiben. Dieser Handel bleibt jedoch gegenwärtig in seinen Mengen und Möglichkeiten beschränkt dadurch, dass er sich im Rahmen der am Vortag an die ÜNB gemeldeten Fahrpläne bewegen muss. Auch können die verschiedenen Bilanzkreiszuordnungen von Verteilnetzbetreibern, Erzeugern und Lieferanten hier Hemmnisse darstellen.

[179] http://www.amprion.net/ausgleichsenergiepreis, Abruf am 27.05.2011

[180] Vgl. z. B. http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/bilanzkreis/bilanzkreis-abrechnung/index.jsp

3.2.5 Kriterien für die Teilnahme von EE-Stromerzeugern an den Regelenergiemärkten (IZES)

Die obigen Ausführungen haben gezeigt, dass der Schwerpunkt der Arbeit der Bundesnetzagentur zu Recht derzeit auf der Umsetzung der „transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffung der Regelenergie“ unter Berücksichtigung der zu gewährleistenden Netz- und Versorgungssicherheit liegt und nicht per se auf einer Teilnahme der dezentralen Energieerzeuger.

Die bisherigen Strukturen der Regelenergiemärkte und die geringe Anbieterzahl führten häufig zu hohen Gebotspreisen sowohl für Bereitstellungspreise als auch für die Arbeitspreise und zu einem strukturellen Anreiz, Gebote so zu bilden, dass die bezuschlagte Bereitstellung so hoch wie möglich vergütet wird und der Abruf tendenziell vermieden werden soll oder so teuer wie möglich vergütet wird.

Da die Kosten von Regel- und Ausgleichsenergie sowohl über die Netznutzungsentgelte als auch über die Ausgleichsenergiepreise in die Strompreise für Endkunden einfließen[181], müssen die eingeleiteten Veränderungen der Struktur der Regelenergiemärkte kurz- und mittelfristig vor allem daraufhin überprüft werden, ob ein echter Bieterwettbewerb entsteht und damit die überhöhten Preise für Regelenergie (und die daraus folgenden Preise für Ausgleichsenergie sowie erhöhte Netznutzungsentgelte und ein erhöhter Strompreis) auf ein gerechtfertigtes Niveau herunterkommen.

Ebenso muss überprüft werden, ob durch die Einführung des Netzregelverbundes (NRV) von EnBW, transpower und VE-T und der nun von der Bundesnetzagentur angeordnete Integration von Amprion hierin sowohl der Abruf von Regelenergie als auch die Bereitstellung von Regelleistung wie vorgesehen reduziert werden kann.

Diese seit dem EnWG 2005 begonnenen Umstrukturierungen der Regelenergiemärkte mit der Zielsetzung einer transparenten und wettbewerblicheren Ausgestaltung der Regelenergiemärkte sind eine unverzichtbare Grundlage für eine weitere Integration dezentraler Erzeuger in diese Teilmärkte des Elektrizitätssektors.

Diese wettbewerbliche Ausgestaltung der Ausgleichsenergiemärkte im Allgemeinen (im negativen Fall aber auch das Scheitern einer solchen Umstrukturierung) bietet dann die Chance, die Frage nach der Allokationseffizienz und dem emissionsmindernden Einsatz der hier eingesetzten Kapazitäten zu beantworten:

Wenn die Teilnahme der dezentralen Stromerzeuger an den Regelenergiemärkten wegen der notwendigen Leistungsbereitstellung (die zumeist

[181] Dabei wird ein Anteil der Kosten der Regelenergie an den gesamten Netznutzungsentgelten von 40 % genannt, wobei die genaue Zusammensetzung dabei nicht erläutert wird. [Dr. S. Parlasca, Bundeskartellamt; Workshop zum Energierecht am 31.05.2005, zitiert in: LBD 2008, S. 9]

mit einer verminderten Einspeisung einhergeht) eine Verringerung der Mengen regenerativ erzeugten Stromes bedeutete (und im Falle der KWK auch der damit verbundenen Wärmeerzeugung), könnte sie damit kontraproduktiv für die aktuellen Bemühungen der Politik sein. Diese Untersuchung kann aber nur geleistet werden, wenn die real zum Abruf von Regelenergie genutzten Kraftwerke einschließlich der genutzten Brennstoffe und der Wirkungsgrade ebenso transparent gemacht würden, wie es gegenwärtig mit den Marktmechanismen und Preisen geschieht.

Kurz- und mittelfristig muss bei der Erforschung und der Erbringung von Regelenergie (mit oder ohne Poolung) durch dezentrale Erzeuger das Ziel der Maximierung der Bereitstellung umweltfreundlich erzeugten Stroms (und Wärme) im Vordergrund stehen. Im Vordergrund der wissenschaftlichen Betrachtung sollte also nicht per se ein (letzten Endes sogar bevorzugter oder forcierter) Markteintritt der dezentralen Erzeugung in die Teilmärkte des Stromsektors stehen, sondern wie die dezentralen (und v.a. regenerativen) Erzeugungskapazitäten einen optimalen Beitrag zu einer umweltfreundlichen und nachhaltigen Stromerzeugung leisten können.

3.2.6 Rechtliche Instrumente für die Regulierung des Regelenergiemarkts (BBH)

3.2.6.1 Aktueller Rechtsrahmen: EnWG und StromNZV

Der Regulierung des Regelenergiemarkts findet gegenwärtig durch die Vorgaben des Energiewurtschaftsgesetzes (EnWG) und der auf Grundlage des EnWG erlassenen Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)[182] statt.

3.2.6.1.1 EnWG

§ 22 EnWG legt lediglich einen allgemeinen Rahmen für die Regelenergiebeschaffung fest. Nach § 22 Abs. 2 EnWG haben ÜNB bei der Beschaffung von Regelenergie ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren durchzuführen. Dabei sind die Anforderungen, die die Anbieter von Regelenergie für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, von den Betreibern von Übertragungsnetzen zu vereinheitlichen.

3.2.6.1.2 Verordnungsermächtigung im EnWG

Weitere Vorgaben für die Regelenergiebereitstellung können in einer Verordnung getroffen werden, die die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrats auf Grundlage des § 24 Abs. 1 EnWG erlassen kann. Nach § 24 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnWG können in einer Verordnung „die Bedingungen für den Netzzugang einschließlich der Beschaffung und Erbrin-

[182] Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006).

gung von Ausgleichsleistungen oder Methoden zur Bestimmung dieser Bedingungen“ festgelegt werden. Nach Nr. 2 kann außerdem geregelt werden, in welchen Fällen und unter welchen Voraussetzungen die Regulierungsbehörde diese Bedingungen oder Methoden festlegen oder auf Antrag des Netzbetreibers genehmigen kann.

Nach § 24 Abs. 1 Satz Nr. 3 EnWG können durch Rechtsverordnungen nach Satz 1 insbesondere die Art sowie Ausgestaltung der Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsleistungen einschließlich der hierfür erforderlichen Verträge und Rechtsverhältnisse und des Ausschreibungsverfahrens festgelegt werden, die Bestimmungen der Verträge und die Ausgestaltung der Rechtsverhältnisse einheitlich festgelegt werden sowie Regelungen über das Zustandekommen und die Beendigung der Verträge und Rechtsverhältnisse getroffen werden.

Nach § 24 Abs. 1 Satz 4 EnWG können Regelungen nach Satz 2 Nr. 3 schließlich auch weitere Anforderungen an die Zusammenarbeit der Betreiber von Übertragungsnetzen bei der Beschaffung von Regelenergie und zur Verringerung des Aufwandes für Regelenergie vorsehen.

3.2.6.1.3 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)

Die Verordnungsermächtigung aus § 24 EnWG ist durch die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) umgesetzt worden. Die StromNZV enthält entsprechende Regelungen in den §§ 6 ff., insbesondere den §§ 6 – 9.

Nach § 6 Abs. 1 StromNZV sind die ÜNB verpflichtet, die Regelenergie über eine gemeinsame regelzonenübergreifende anonymisierte Ausschreibung über eine Internetplattform zu beschaffen, wobei nach § 6 Abs. 2 StromNZV ein technisch notwendiger Kernanteil auch nur in der betroffenen Regelzone ausgeschrieben werden darf. Nach § 6 Abs. 3 StromNZV ist die Primärregelung als positive und negative Regelenergie auszuschreiben, während Sekundärreserve und Minutenreserve getrennt nach positiver und negativer Regelenergie auszuschreiben sind. Nach § 6 Abs. 4 EnWG sind die ÜNB berechtigt, **Mindestangebote** festzulegen. Nach § 6 Abs. 5 StromNZV sind potentielle Anbieter verpflichtet, den **Nachweis** zu erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Regelenergiebereitstellung erfüllen. Nach § 9 StromNZV sind die Ausschreibungsergebnisse auf Anforderung zur Verfügung zu stellen und nach zwei Wochen im Internet zu veröffentlichen. §§ 7 und 8 StromNZV enthalten schließlich Regelungen zur Erbringung der Regelenergie und zur Abrechnung.

3.2.6.1.4 Festlegungen der Bundesnetzagentur

Die Normierung des Regelenergiemarkts durch die StromNZV ist insgesamt eher allgemein gehalten. Weitere Konkretisierungen können deshalb durch Festlegungen der Bundesnetzagentur getroffen werden. Nach § 27 Abs. 1 Nr. 2 StromNZV kann die Bundesnetzagentur Festlegungen erlassen zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie, insbesondere zu

Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben sowie zu einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen.

Diese Festlegungskompetenz hat die Bundesnetzagentur erstmals durch die Festlegungen vom 29.08.2006, Az.: BK6-06-012 sowie vom 31.08.2007, Az.: BK6-06-065 und BK6-06-066 ausgefüllt. Diese Festlegungen, die getrennt für Primärregelenergie, Sekundärregelenergie und Minutenreserve erlassen wurden, enthielten im Wesentlichen Regelungen zum Ausschreibungszeitraum, zum Ausschreibungszeitpunkt, zu Ausschreibungsscheiben und zur Mindestangebotsgröße. Konkrete Vorgaben über die Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen, sind in den Festlegungen nicht enthalten.

Die BNetzA hat zudem am 16.06.2010 ein Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve eröffnet.[183] Die Verfahren sollen u.a. dazu dienen, „Regelenergiemärkte für neue Technologien (z. B. für zu- und abschaltbare Verbraucher, für Speicher etc.) weiter zu öffnen." Aufgrund dieser Verfahren wurden am 12.04.2011 die Festlegungen zur Primärregelenergie und zur Sekundärreserve erlassen.[184] In den Festlegungen wurde u.a. der Ausschreibungszeitraum auf eine Woche verküzt. Damit wurden allerdings die Forderungen aus der Erneuerbaren-Energien-Branche nach einer Verkürzung auf einen Tag nicht umgesetzt. Nur durch eine verkürzung auf einen tag kann gewährleistet werden, dass insbesondere dargebotsabhängige Erneuerbare Energien auch am Regelleistungsmarkt teilnehmen können.

Die BNetzA hat dazu u.a. ausgeführt, dass die Potentiale der dargebotsabhängigen Erneuerbaren-Energien-Anlagen für die Regelenergie zwar gesehen werden und deshalb eine tägliche Ausschreibung von Primärregelleistung und Sekundärregelleistung zukünftig angestrebt wird. Allerdings halte die BNetza im Lichte der bisher vollzogenen stetigen Entwicklung von der ursprünglich halbjährigen Ausschreibung über die monatliche Ausschreibung ein sofortiger Übergang zu einer täglichen Ausschreibung für zu überstürzt. Vor dem Hintergrund einer zukünftigen Verkürzung der Ausschreibungszeiträume sei jedoch ausdrücklich ein Widerrufsvorbehalt in die Festlegung aufgenommen worden.

3.2.6.1.5 Präqualifikationsbedingungen der ÜNB

Eine Konkretisierung der technischen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie einhalten müssen, werden durch die ÜNB vorgegeben. Die Vorgaben sind als sog. Präqualifikationsbedingungen im Anhang zum

[183] Az.: BK6-10-097; Az. BK6-10-098; Az.: BK6-10-099.

[184] Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung, BK6-10-098; Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung, BK6-10-097).

„Transmission Code“[185] enthalten. Der Transmission Code ist vom VDN beim VDEW herausgegeben worden, der mittlerweile im BDEW aufgegangen ist. Autoren des Transmission Code sind außer einem Autor vom VDN ausschließlich Mitarbeiter der ÜNB.

Die Regelungen im TransmissionCode haben per se keine unmittelbare rechtliche Wirkung, sondern sind lediglich eine brancheninterne Empfehlung. Die Präqualifikationsbedingungen erlangen erst dadurch rechtliche Wirkung, dass die ÜNB diese Bedingungen in den Ausschreibungen für Regelenergie anwenden und damit diese Regelungen bilateral im Verhältnis zwischen den ÜNB und den Beteiligten der Ausschreibung gelten.

Die ÜNB müssen bei der Ausschreibung der Regelenergie die Vorgaben durch EnWG, StromNZV und den Festlegungen durch die BNetzA beachten. Bei Verstoß gegen diese Vorgaben durch den ÜNB kann die BNetzA ein Missbrauchsverfahren eröffnen. Außerdem kann nach § 32 EnWG und gegebenenfalls nach zivilrechtlichen Vorschriften ein Schadenersatzanspruch gegen den ÜNB bestehen.

3.2.6.2 Verordnungsermächtigung im EEG

Neben dem Regelungsregime des EnWG zur Regulierung des Regelenergiemarkts enthält außerdem das EEG in § 64 Abs. 1 Nr. 6.b) eine Ermächtigung zum Erlass einer Verordnung durch die Bundesregierung (ohne Zustimmung des Bundesrats). Danach können „zur verbesserten Integration des Stroms aus Erneuerbaren Energien […] insbesondere die Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt“ normiert werden.

3.2.6.2.1 Inhalt der Verordnungsermächtigung

Fraglich ist, ob sich die Verordnungsermächtigung nur auf Regelenergie aus Erneuerbaren Energien bezieht. Diese Frage könnte insbesondere für die Bereitstellung von Regelenergie durch Speicher relevant sein. Aus dem Wortlaut der Norm ist ein solches Verständnis nicht zwingend, da generell die „Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt“ geregelt werden können. Zwar muss die Verordnung der verbesserten Integration von Erneuerbaren Energien dienen. Eine solche Integration kann allerdings auch mit der Bereitstellung von Regelenergie durch andere als Erneuerbare Energien gefördert werden. Gegen eine Einbeziehung der nicht erneuerbaren Energien könnte allerdings der Anwendungsbereich des EEG nach § 2 sprechen. Danach regelt das Gesetz insbesondere die vorrangige Abnahme, Übertragung und Vergütung des Stroms aus Erneuerbaren Energien. Bei einer weiten Auslegung dieses Regelungsbereichs könnte allerdings auch hier die Normierung von Regelenergie zu

[185] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, version 1.1, August 2007

anderen als Erneuerbaren Energien erfasst sein, sofern die Abnahme und Übertragung von Erneuerbaren Energien dadurch gefördert wird.

In einer auf Grundlage des EEG erlassenen Verordnung können Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt geregelt werden. Dies dürfte insbesondere die Präqualifikationsbedingungen und die Art der Ausschreibung etc. umfassen. Damit kann die Verordnung nach dem EEG im Ergebnis ähnliche Regelungsbereiche umfassen wie die auf Grundlage des EnWG erlassene StromNZV. Dies gilt jedenfalls für Regelenergie aus Erneuerbaren Energien und gegebenenfalls auch für Regelenergie aus sonstigen Energieträgern, sofern die Integration der Erneuerbaren Energien gefördert wird. Andersherum könnten auch in die StromNZV besondere Regelungen für die Integration erneuerbarer Energien oder für die besondere Behandlung von Regelenergie aus Erneuerbaren Energien aufgenommen werden.

3.2.6.2.2 Verhältnis zur StromNZV

Da die Verordnungsermächtigungen aus dem EnWG (für die StromNZV) und aus dem EEG überlagernde Regelungsbereiche umfassen, kann es theoretisch auch zu sich überlagernden oder gar sich widersprechenden Regelungen kommen. Dies sollte freilich im Sinne einer einheitlichen Rechtsordnung vermieden werden. Sollte es zu einer Konkurrenz der Regelungen kommen, würde sich das Verhältnis wohl grundsätzlich nach den allgemeinen Kollisionsregeln bestimmen, also danach welche Verordnung spezieller ist (lex specialis-Regel) und welche später erlassen wurde (lex posterior-Regel).

3.2.6.2.3 Verhältnis zu Festlegungen der BNetzA zum Transmission Code

Regelungen zur besonderen Berücksichtigung von Erneuerbaren Energien im Regelenergiemarkt könnten auch in den Festlegungen der BNetzA erlassen werden. Der Inhalt der Festlegungen ist allerdings beschränkt durch die Ermächtigungen zum Erlass von Festlegungen in § 27 StromNZV. Bei einem Widerspruch zwischen einer möglichen Verordnung aufgrund des EEG und den Festlegungen der BNetzA würde die Verordnung wohl vorgehen. Denn die Festlegungen sind in der Normenhierarchie unterhalb der Verordnung. Ein Gleichrang der Festlegungen dürfte sich nicht allein daraus ergeben, dass die Festlegung aufgrund der Verordnung ergangen ist. Ein Vorrang der Verordnung nach dem EEG würde sich überdies daraus ergeben, dass die Verordnung gegebenenfalls spezieller ist als die Festlegung.

Über eine Verordnung nach dem EEG könnten darüber hinaus auch die Präqualifikationsbedingungen der ÜNB geregelt werden. Insbesondere könnten spezielle Regelungen aufgenommen werden, die Verstöße in den Präqualifikationsbedingungen gegen die Vorgaben der Verordnungen

sanktionieren. Gegebenenfalls könnte ein Verweis auf die Anwendbarkeit der Missbrauchsverfahren des EnWG erfolgen.

3.2.6.3 Rechtliche Vorgaben im EEG für die Regelenergiebereitstellung durch das EE-Anlagen

Neben den bestehenden Regelungen des EnWG und den darunter erlassenen Verordnungen ergeben sich auch unmittelbar aus dem EEG Vorgaben für die Bereitstellung von Regelenergie durch Erneuerbare-Energien-Anlagen. Dies betrifft insbesondere die Frage nach der Vereinbarkeit mit dem Doppelvermarktungsverbot sowie den Vorgaben zur Direktvermarktung. Die Frage nach der Zulässigkeit der Teilnahme von EEG-Anlagen am Regelenergiemarkt ist auch Gegenstand eines Missbrauchsverfahrens der Next Generation GmbH gegen 50 Hertz Transmission GmbH bei der Bundesnetzagentur.[186]

Bei der Beurteilung der Zulässigkeit der Regelenergiebereitstellung ist grundsätzlich zu unterscheiden zwischen der Bereitstellung negativer Regelenergie (Abregeln einer Anlage) und der Bereitstellung positiver Regelenergie (Bereitstellung zusätzlicher Energie).

3.2.6.3.1 Positive Regelenergie

3.2.6.3.1.1 Vorgaben zur Direktvermarktung

Sofern ein Anlagenbetreiber positive Regelenergie zur Verfügung stellt, vermarktet er Strom aus Erneuerbaren Energien – und zwar an den ÜNB, der die Regelenergie nachfragt. Für die Bereitstellung erhält der Anlagenbetreiber ein Leistungsentgelt und ein Arbeitsentgelt. Das Leistungsentgelt wird gezahlt für die allgemeine Bereitstellung der Leistung, unabhängig davon, ob diese abgerufen wird. Das Arbeitsentgelt wird gezahlt für die tatsächlich abgerufene Regelenergie.

Da der Anlagenbtreiber bei der Bereitstellung von Regelenergie Strom an einen Dritten vermarktet, muss er sich wohl auch an die Vorgaben des § 17 EEG zur Direktvermarktung von EEG-Strom halten. Insbesondere muss der Anlagenbetreiber die Vermarktung der Energie nach § 17 EEG anmelden. Die Anmeldepflicht besteht in jedem Fall, sofern der Anlagenbetreiber tatsächlich Regelarbeit zur Verfügung stellt. Aber auch, wenn er zunächst nur die Leistung anbietet, ohne dass es tatsächlich zu einem Abruf der Anlage und damit einer tatsächlichen Bereitstellung der Regelenergie kommt, dürfte bereits ein nach § 17 EEG anmeldepflichtiger Vorgang vorliegen, da sich der Anlagenbetreiber verbindlich bereit erklärt, den Strom aus der Anlage jederzeit an den ÜNB als Regelenergie zur Verfügung zu stellen.

---

[186] Besonderes Missbrauchsverfahren auf Antrag der Firma Next Kraftwerke GmbH, Köln gegen den Netzbetreiber 50 Hertz Transmission GmbH, BK6-10-233.

Die Vermarktung von Strom als Regelenergie kann nur als teilweise Vermarktung erfolgen, da der Anlagenbetreiber niemals die gesamte in der Anlage erzeugte Strommenge als Regelenergie vermarkten kann. Sofern der Anlagenbetreiber für den sonstigen Strom aus der Anlage die EEG-Vergütung beanspruchen möchte, müsste er demgemäß die Vorgaben des § 17 Abs. 2 EEG einhalten. Insbesondere müsste der Anteil des vermarkteten Stroms dauerhaft eingehalten werden. Dies ist jedoch beim Abruf von Regelenergie, die unregelmäßig und nicht vorhersagbar abgerufen wird, nicht möglich. Dies bedeutet, dass eine Vermarktung von positiver Regelenergie unter den gegenwärtigen rechtlichen Vorgaben nur möglich ist, wenn der Anlagenbetreiber insgesamt in die Direktvermarktung nach § 17 EEG wechselt. Die Bereitstellung von positiver Regelenergie durch Anlagenbetreiber in der EEG-Vergütung ist hingegen nach unserer Auffassung nicht möglich, ohne dass der Anlagenbetreiber den Anspruch auf die EEG-Vergütung für den sonstigen Strom mindestens für den gesamten Monat verlieren würde.

Sofern die Bereitstellung positiver Regelenergie durch Anlagenbetreiber in der EEG-Vergütung ermöglicht werden soll, müsste in die §§ 16, 17 EEG eine Ausnahme in der Weise aufgenommen werden, wonach bei der Bereitstellung positiver Regelenergie eine teilweise Direktvermarktung zulässig ist.

3.2.6.3.1.2 Doppelvermarktungsverbot

Die Bereitstellung positiver Regelenergie durch einen Anlagenbetreiber könnte außerdem unter Umständen gegen das Doppelvermarktungsvebrot verstoßen. Es könnte ein Verstoß gegen § 56 Abs. 1 EEG vorliegen, wenn für den Strom sowohl die EEG-Vergütung als auch die Vergütung für die Bereitstellung von positiver Regelenergie beansprucht wird. Denn dann findet ein nach § 56 Abs. 1 EEG unzulässiger doppelter Verkauf des Stroms statt. Sofern der Anlagenbetreiber allerdings gewährleistet, dass er den Strom im Falle der Bereitstellung positiver Regelenergie nicht gleichzeitig an den Netzbetreiber nach dem EEG veräußert, läge keine nach § 56 EEG unzulässige Doppelvermarktung vor, da kein doppelter Verkauf von Strommengen stattfindet. Damit würde der Anlagenbetreiber bei der Bereitstellung positiver Regelenergie allerdings im Hinblick auf die Arbeitsentgelte auch nur die Erlöse aus der Regelenergievermarktung erlösen können.

Ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot käme nur dann in Betracht, wenn man die Vorschrift in § 56 EEG extensiv so auslegt, dass die Vorschrift die Generierung jeglicher Zusatzeinnahmen neben der EEG-Vergütung verhindern will. Dies ist jedoch nach unserer Auffassung eher nicht anzunehmen (siehe dazu sogleich im folgenden Abschnitt).

3.2.6.3.2 Negative Regelenergie

3.2.6.3.2.1 Vorgaben zur Direktvermarktung

Wenn der Anlagenbetreiber negative Regelenergie zur Verfügung stellt, regelt er seine Anlage ab und vermarktet also nicht Strom aus der Anlage, sondern unterlässt die Einspeisung von Energie. Die unterlassene Einspeisung von Strom dürfte keinen Fall der Vermarktung von Strom nach § 17 EEG darstellen, so dass die Vorgaben zur Anmeldung in § 17 EEG auch nicht einzuhalten sein dürften. Auch die Bereitstellung der negativen Leistung dürfte für sich genommen keine nach § 17 EEG anmeldepflichtige Vermarktung darstellen, da nur versprochen wird, den Strom gerade *nicht* zu verkaufen.

3.2.6.3.2.2 Vereinbarkeit mit § 4 Abs. 2 EEG

Fraglich könnte allerdings sein, ob die Bereitstellung negativer Regelenergie gegen § 4 Abs. 2 EEG verstößt, weil damit eine vertragliche Regelung getroffen wird, mit der gegen den Abnahmevorrang des Netzbetreibers verstoßen würde. Ein Verstoß gegen den Abnahmevorrang liegt bei der Bereitstellung von negativer Regelenergie aber wohl zumindest dann nicht vor, wenn zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber eine Vereinbarung nach § 8 Abs. 3 EEG geschlossen würde. Danach sind Abweichungen vom Abnahmevorrang möglich, wenn dies der besseren Netzintegration der Anlage dient. Die Zurverfügungstellung von Regelenergie dürfte als Maßnahme der Netzintegration zu werten sein, da Regelenergie ganz vorrangig der Ausregelung der Netze und der Systemstabilität des Netzes dient.

3.2.6.3.2.3 Doppelvermarktungsverbot

Fraglich ist jedoch, ob die Bereitstellung von negativer Regelenergie einen Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot darstellt. Nach § 56 Abs. 1 EEG dürfen EEG-Anlagenbetreiber den Strom nicht mehrfach verkaufen. Nach § 56 Abs. 2 EEG dürfen EEG-Anlagenbetreiber, die eine EEG-Vergütung erhalten, außerdem keine Nachweise über diesen Strom weitergeben. Nach dem Wortlaut von § 56 EEG liegt bei der Bereitstellung negativer Regelenergie kein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot vor. Denn der Anlagenbetreiber verkauft den Strom durch die Bereitstellung von negativer Regelenergie nicht mehrfach. Ein nach § 56 Abs. 1 EEG unzulässiger mehrfacher Verkauf läge nur dann vor, wenn der Anlagenbetreiber neben der Regelenergievergütung auch eine EEG-Vergütung für den mit dem Fahrplan angemeldeten Strom erhält. Dies kann jedoch zwingend ausgeschlossen werden. Damit erhält der Anlagenbetreiber für die Bereitstellung negativer Regelenergie auch keine EEG-Vergütung.

Dagegen könnte man allerdings einwenden, dass der Anlagenbetreiber bei der Bereitstellung negativer Regelenergie ein Leistungsentgelt erhält,

das er parallel zur Vergütung für den eingespeisten Strom erhält. Dabei könnte man argumentieren, dass hierin eine doppelte Inanspruchnahme von Vergütungen und damit eine verbotene Doppelvermarktung liegen könnte. § 56 Abs. 1 EEG verbietet allerdings nach dem Wortlaut nur die doppelte Vermarktung von Strom. Eine solche Vermarktung erfolgt jedoch bei der Bereitstellung negativer Leistung nicht, denn das Leistungentgelt wird nicht als zusätzliche Vergütung für die erzeugte und tatsächlich eingespeiste Energie beansprucht. Stattdessen wird das Leistungsentgelt für eine ganz andere Gegenleistung als die Vermarktung des Stroms aus der Anlage gezahlt, nämlich für die Bereithaltung einer Leistung zur Abregekung. Es liegt auch kein Verstoß gegen § 56 Abs. 2 EEG vor. Denn § 56 Abs. 2 EEG verbietet nur die gleichzeitige Inanspruchnahme der EEG-Vergütung und die Weitergabe von Nachweisen. In der Bereitstellung einer Leistung für die Abrufung negativer Regelenergie liegt jedoch keine Weitergabe von Nachweisen.

Fraglich könnte jedoch sein, ob das Doppelvermarktungsverbot extensiv dahingehend auszulegen ist, dass es generell die Generierung zusätzlicher Einnahmen bei der Wahrnehmung der EEG-Vergütung verhindern soll. Hierfür könnte sprechen, dass es zu den Grundprinzipien des EEG gehört, dass die EEG-Vergütung kostendeckend sein soll und daher ausreichend ist, um dem Anlagenbetreiber einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu gewähren. Allerdings wird aus dem Gesetzeswortlaut des § 56 EEG nicht hinreichend deutlich, dass jede Form der Zusatzvergütung unzulässig ist. Auch aus der Gesetzesbegründung ist dies nicht eindeutig zu entnehmen. So wird darin zwar Bezug darauf genommen, dass die Höhe der gesetzlichen Vergütung einen wirtschaftlichen Betrieb gewährleisten soll und das Interesse des Anlagenbetreibers an einer Gewinnerhöhung durch die gleichzeitige Inanspruchnahme zusätzlicher Einkommensquellen zurück stehen muss.[187] Diese Ausführungen beziehen sich aber wohl ausschließlich auf eine doppelte oder gleichzeitige Inanspruchnahme von Vorteilen. Bei der Bereitstellung negativer Regelenergie wird aber kein zusätzlicher Vorteil aus dem Strom gezogen, für den eine EEG-Vergütung beansprucht wird.

Man könnte zwar vertreten, dass die Inanspruchnahme des Leistungsentgelts ohne tatsächlichen Abruf jedenfalls ein zusätzlicher Vorteil für den Anlagenbetreiber ist. Allerdings wird unseres Erachtens aus dem Wortlaut des Gesetzes nicht hinreichend deutlich, dass jedwede Zusatzeinnahme ausgeschlossen werden soll. Ob demgemäß die Generierung jedweder zusätzlicher Einnahmen tatsächlich mit dem EEG unvereinbar ist und zu einem Verlust der EEG-Vergütung führt, ist aus unserer Sicht eher zu verneinen. Da eine solche Auslegung aber nicht völlig ausgeschlossen werden kann, empfiehlt es sich, eine Klarstellung – jedenfalls über die Gesetzesbegründung – herbeizuführen.

[187] Gesetzesbegründung zum EEG, BT-Drs. 16/8148, S. 73.

3.2.6.3.2.4 Abwicklung

Eine entscheidende Frage bei der Bereitstellung negativer Regelenergie durch EEG-Anlagen wäre außerdem die Frage der Abwicklung. Negative Regelenergie setzt grundsätzlich voraus, dass eine Einspeisung im Vergleich zu einer geplanten Einspeisung reduziert wird. Bei der Abwicklung von Einspeisungen nach dem allgemeinen Energiewirtschaftsrecht erfolgt diese negative Abweichung gegenüber einem vom Einspeiser gemeldeten Fahrplan. Diese Regelung würde auch für Anlagen in der Direktvermarktung nach § 17 EEG gelten.

Anlagenbetreiber, die eine Mindestvergütung nach dem EEG geltend machen, melden jedoch keinen Fahrplan an. Demgemäß kommt eine Abweichung von der angemeldeten Einspeisemenge über eine Fahrplanabweichung nicht in Betracht. Um Regelenergie bereit zu stellen, müssten daher Anlagen in der EEG-Vergütung verpflichtet werden, einen Fahrplan anzumelden. Ein anderes Nachweissystem scheint nur schwierig denkbar und dürfte mit hohem Abwicklungsaufwand verbunden sein.

Schließlich wäre bei der Bereitstellung negativer Regelenergie unbedingt das Verhältnis zum Einspeisemanagement zu klären. Gegenwärtig können EEG-Anlagen durch Netzbetreiber auf Grundlage der §§ 11, 12 EEG – wie auch der §§ 13, 14 EnWG – in Fällen von Netzengpässen herunter geregelt werden. Eine solche Herunterregelung kann jedoch gleichzeitig eine Bereitstellung negativer Regelenergie darstellen. Es ist unbedingt zu regeln, dass es hier nicht zu Konkurrenzen kommt, sondern eine klare Zuordnung besteht, ob der Anlagenbetreiber Regelenergie bereitstellt und die dafür geltenden Entgelte erhält oder ob er die Anlage auf Grundlage des Einspeisemanagements herunterregelt.

3.2.6.3.3 Bereitstellung von Regelenergie in Direktvermarktung mit Marktprämie

Die Vermarktung des Stroms als Regelenergie in der Direktvermarktung kommt auch dann in Betracht, wenn der Strom aus der Anlage direkt vermarktet wird und die (möglicherweise einzuführende) Direktvermarktungsprämie (Marktprämie) geltend gemacht wird. In diesem Falle wäre zu fragen, ob eine Doppelvermarktung vorliegt, wenn der Anlagenbetreiber neben den Regelenergieerlösen noch zusätzlich die Marktprämie erhält.

Eine Doppelvermarktung im Sinne des § 56 Abs. 1 EEG dürfte bei einer Veräußerung des Stroms auf dem Regelenergiemarkt bei gleichzeitiger Inanspruchnahme der Marktprämie nicht vorliegen. Denn sofern sicher gestellt wird, dass der Strom nur einmal – entweder auf dem Regelenergiemarkt oder auf dem sonstigen Markt – verkauft wird, findet keine doppelte Vermarktung einer Strommenge statt.

Fraglich ist allerdings, ob der Anlagenbetreiber bei der Vermarktung von Regelenergie nicht grundsätzlich höhere Erlöse erzielt, als auf dem sonstigen Strommarkt. Wenn dies der Fall ist, wäre die Höhe der Marktprämie,

die sich grundsätzlich an der Höhe der Erlöse auf dem Strommarkt orientiert, möglicherweise für den Fall der Regelenergievermarktung anzupassen. Wenn etwa höhere Erlöse auf dem Regelenergiemarkt erzielt werden können, könnte es angemessen sein, die Höhe der Marktprämie für diesen Fall zu verringern. Andererseits könnte man die Höhe der Marktprämie auch unabhängig von der Vermarktung auf dem Regelenergiemarkt gestalten und die möglichen Zusatzerlöse auf dem Regelenergiemarkt als Chance des Anlagenbetreibers für die Vermarktung berücksichtigen.

3.2.6.4 Zwischenfazit

Der Zugang Erneuerbarer-Energien-Anlagen zum Regelenergiemarkt wichtig und sinnvoll. Ein wesentliches Argument für die Bereitstellung von Regelenergie durch Erneuerbare-Energien-Anlagen ist dabei die Tatsache, dass dadurch fossile Kraftwerke vom Netz genommen werden können und die Einspeisung Erneuerbarer Energien insgesamt erhöht werden kann. Bei der gegenwärtigen Bereitstellung von Regelenergie durch fossile Kraftwerke muss dauerhaft eine erhebliche Grundlast derjenigen Kraftwerke, die Regelenergie bereitstellen, stets am Netz sein. Der Leistungsanteil dieser „Must-run-Kraftwerke“ beschränkt sich nicht auf den Leistungsanteil der bereitgestellten Regelenergie. Denn ein Kraftwerk stellt nur einen kleinen Anteil seiner Leistung als Regelenergie zur Verfügung. Aufgrund der fossilen „Must-Run-Kraftwerke“ kommt es derzeit vereinzelt und in Zukunft vermutlich vermehrt dazu, dass Strom aus Erneuerbaren Energien nicht eingespeist werden kann.[188] Daneben ermöglicht die Teilnahme Erneuerbarer Energien am Regelenergiemarkt neue Einnahmemöglichkeiten für EE-Anlagenbetreiber. Dies kann auch zu einer Entlastung der EEG-Umlage führen. Schließlich ist zu berücksichtigen, dass die Bereitstellung von Regelenergie durch EE-Anlagen generell den Wettbewerb auf dem Regelenergiemarkt belebt. Dies erscheint zwingend erforderlich, da der Regelenergiemarkt gegenwärtig kaum Wettbewerb herrscht, was zu einer Erhöhung der Preise führt.

Der Regelenergiemarkt wird gegenwärtig durch die Vorgaben in EnWG, StromNZV, Festlegungen der BNetzA und den Präqualifikationsbedingungen der ÜNB normiert. Neben der Modifikation dieser bestehenden Rechtsgrundlagen kann der Zugang zum Regelenergiemarkt auch auf Grundlage einer Verordnung nach § 64 Abs. 1 Nr. 6.b) EEG reguliert werden. Die Verordnungsermächtigung eröffnet eine zusätzliche Möglichkeit, auch Erneuerbaren Energien den Zugang zu den Regelenergiemärkten zu ermöglichen. Schließlich wäre es auch denkbar, den Regelenergiemarkt insbesondere für Erneuerbare Energien über neu zu schaffende Vorschriften im EEG zu normieren. Diese Normen würden den Regelungen in der StromNZV, in den Festlegungen der BNetzA sowie den Präqualifikationsbedingungen der ÜNB aufgrund der Normenhierarchie vorgehen.

---

[188] Siehe dazu DEWI/E.ON/EWI/RWE Transportnetz Strom/VE Transmission, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), S. 274 f.

Um Regelenergie auch durch Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Verfügung zu stellen, wären außerdem einzelne gesetzliche Änderungen im EEG notwendig. Dies gilt insbesondere für die Bereitstellung von Regelenergie durch Anlagen in der EEG-Vergütung. Bei der Bereitstellung negativer Regelenergie sollte dabei jedenfalls in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass darin keine Doppelvermarktung liegt. Um die Bereitstellung positiver Regelenergie zu ermöglichen, müssten die Regeln zur Direktvermarktung so geändert werden, dass eine teilweise Vermarktung des Stroms aus einer EEG-Anlage als Regelenergie zulässig ist, ohne dass die Vorgaben des § 17 EEG eingehalten werden müssen. Eine Anpassung des Doppelvermarktungsverbots erscheint für die Vermarktung positiver Regelenergie nicht zwingend notwendig, wobei eine gesetzliche Klarstellung wie für die Bereitstellung negativer Regelenergie ebenfalls sinnvoll erscheint.

Für Anlagen in der Direktvermarktung ist die Bereitstellung von Regelenergie (positiv und negativ) grundsätzlich aufgrund der bestehenden Rechtslage zulässig. Es wäre lediglich zu überlegen, ob die Vermarktung als Regelenergie bei der Ermittlung der Höhe der Marktprämie berücksichtigt werden sollte.

3.3 Optionen zur Weiterentwicklung (ISI, IWES)

3.3.1 Ausgestaltungsparameter eines Prämienmodells (ISI)

Neben den diskutierten Möglichkeiten der Weiterentwicklung des EEG innerhalb der fixen Einspeisevergütung und der EEG Wälzung ist die Förderung der Vermarktung über Prämien eine zentrale Möglichkeit zu verbesserten Marktintegration erneuerbarer Energien. Die Idee eines Prämienmodells zielt darauf ab, die Anreizsignale des Marktes zur bedarfsgerechten Einspeisung auch direkt auf die EEG Erzeuger wirken zu lassen, damit der immer größer werdende Anteil der EE Erzeuger flexibler auf die Situation des Gesamtsystems reagiert. Dies kann neben der Verlagerung der Einspeisung, Lastmanagement und Speicherung auch eine freiwillige Drosselung bedeuten[189]. Im Falle einer Verknüpfung der Prämie an die Einspeisung ergibt sich der Anreiz zur Drosselung ab negativen Preisen in Höhe der Prämie. Somit entsteht im Strommarkt auch auf Seiten der erneuerbaren Energien eine Angebotskurve mit negativen Leistungen und Preisen. Dies kann helfen den Strommarkt in Zeiten niedriger Residuallast zu stabilisieren und extreme Preiseereignisse mit entsprechenden Kosten für die EEG Wälzung[190] zu verhindern. In Zeiten besonders hoher Nach-

[189] Votum IZES:, wobei diese im Falle der fluktuierenden Erzeugung in Abwesenheit von Netz-, System- und Nachfragerestriktionen in der Regel nicht sinnvoll ist und eine einseitige ‚Freiwilligkeit' der Erneuerbaren Erzeuger volkswirtschaftliche Opportunitätskosten mit sich brächte.

[190] Votum FUER: Dies kann jedenfalls solange noch systemtechnisch nicht erforderliche Kraftwerke einspeisen auch dadurch erreicht werden, dass die Zuordnung der negativen Preise nicht wie heute in der EEG-Umlage erfolgt, sondern entsprechend der Ursächlichkeit bei den konventionellen Kraftwerken.

frage kann ggf. der Bedarf an konventionellen Kraftwerken reduziert werden. Im Folgenden sollen wichtige Parameter eines solchen Modells diskutiert und vorgestellt werden.

3.3.1.1 Optionales oder verbindliches Modell ?

Eine wichtige Frage im Rahmen der Diskussion um die Weiterentwicklung ist die Frage, ob ein Prämienmodell das EEG ablösen oder als Option ergänzen soll. Im Falle eines optionalen Modells müssen, wie bei jeder Erweiterung des EEG, die Auswirkungen auf den Wälzungsmechanismus beachtet werden. Gegen eine Ablösung und für eine Ergänzung sprechen der Erfolg des EEG und die Tatsache, dass nicht alle Anlagen und Akteure gleich gut in der Lage sind auf dem Strommarkt zu agieren. Insbesondere kleine Anlagen sind hierzu kaum in der Lage. Durch ein verbindliches Modell würde es somit zu einer erheblichen Reduzierung der geförderten EEG-Strommenge und damit zu einer Verringerung der Stromeinspeisung aus EE kommen.

3.3.1.2 Soll die Förderung technologiespezifisch oder einheitlich sein?

Ein Parameter bei der Entwicklung eins Prämienmodells ist die Frage, ob die Marktintegration einheitlich oder technologiespezifisch erfolgen soll. Der einzige Vorteil einer einheitlichen technologieunabhängigen Förderung ist die einfache Struktur. Der zentrale Vorteil einer technologiespezifischen Förderung ist, dass durch eine Differenzierung hohe Mitnahmeeffekte und damit erhöhte Differenzkosten für Technologien mit geringer Vergütungsstufe vermieden werden können, die im Rahmen einer einheitlichen Förderung entstehen. Da die Vergütungsstufen und Marktwerte der EEG Technologien sehr unterschiedlich sind, können die Mehrkosten einer einheitlichen Förderung eine erhebliche Höhe erreichen.

3.3.1.3 Kopplung der Prämie an den Marktpreis?

3.3.1.3.1 Fixe Prämie

Eine einfache Variante einer Prämie ist eine konstante spezifische Prämie pro eingespeister MWh. Der zentrale Nachteil einer solchen Regelung ist, dass es je nach Marktpreisentwicklung zu einer deutlichen Überförderung bzw. Unterförderung kommen kann. Das Risiko der Über- und Unterförderung hängt jedoch auch vom Festlegungszeitraum der Prämie (jährlich, monatlich) ab. In Spanien wurde nach der Erfahrung einer deutlichen Überförderung die Förderung über eine reine fixe Prämie aufgegeben. Derzeit gilt dort ein System mit Cap and Floor. D.h. das die Prämie ab einem gewissen Preislevel gleitet. Ein Großteil der Windenergie (mehr als 90 % 2006) wird in Spanien über dieses System vermarktet.

3.3.1.3.2 Gleitende Prämie

Eine Möglichkeit das Risiko einer Überförderung und Unterförderung der Vermarktung zu reduzieren ist die Kopplung der Prämie an einen Marktpreisindikator. Entscheidend für die Wirkung einer solchen Kopplung ist jedoch der Zeithorizont über die eine solche Kopplung erfolgt. So geht zum Beispiel im Falle einer stundenscharfen Kopplung der Anreiz zur bedarfsgerechten Einspeisung verloren. Im Falle einer Kopplung an einen Monatsmittelwert des Marktpreises wird der volle Anreiz zur bedarfsgerechten Einspeisung im Tages- und Wochengeschäft erhalten. Lediglich der Anreiz zum saisonalen Ausgleich geht verloren. Diese Möglichkeit könnte durch eine jährliche Kopplung erhalten werden. Allerdings sind im Bereich der erneuerbaren Erzeuger kaum Möglichkeiten zur saisonalen Verlagerung der Einspeisung vorhanden. Die Entscheidung über den Zeitraum der Mittelwertbildung für den Marktpreisindikator hängt aber letztlich auch mit der Frage der Ausstiegsfristen und Mindestverweildauern in einem solchen Modell zusammen.

3.3.1.4 Ausstiegsfristen und Mindestverweildauern

Im Falle eines optionalen Fördermodells spielen die Ausstiegsfristen und die Fristen für den Wiedereintritt in das System der fixen Einspeisevergütung eine wichtige Rolle. Kurze Fristen und kurze Mindestverweildauern reduzieren das Risiko für neue Akteure und machen die Vermarktung attraktiver. Je kürzer die Fristen und die Mindestverweildauern ausgelegt sind, desto höher ist jedoch die Unsicherheit und der Verwaltungsaufwand für den ÜNB bzw. einen dritten Vermarkter innerhalb der EEG Wälzung. Im Falle einer gleitenden Prämie sollte die Mindestverweildauer im System nicht kürzer sein als der Zeitraum über den der Marktpreisindikator gemittelt wird. Ansonsten besteht die Möglichkeit der Ausnutzung besonders hoher Preisespitzen bzw. saisonaler Preiseffekte, die letztlich zu Mitnahmeeffekten und unnötig hohen Differenzkosten führen. Dieser Effekt muss auf im Rahmen der Taktung eines Systems mit fixer Prämie bedacht werden.

3.3.1.5 Ex post vs. Ex ante Festlegung der Prämie

Eine weitere Stellschraube beim Design eines Prämienmodells ist die Frage des Zeitpunktes für die Festlegung der Prämie. Diese kann theoretisch sowohl im Voraus (ex ante) als auch im Nachhinein (ex post) erfolgen. Dabei ist zu beachten, dass eine ex post Festlegung im Rahmen einer fixen Prämie wenig sinnvoll ist, da den Akteuren in diesem Fall jede Planungssicherheit genommen ist. Im Rahmen einer gleitenden Prämie sind prinzipiell beide Möglichkeiten denkbar. Eine ex post Festlegung führt zu geringeren Marktpreisrisiken für alle Akteure, schränkt jedoch auch die Möglichkeit der Nutzung von Termingeschäften etwas ein. Je nach festgelegtem Zeithorizont für die Mittelwertbildung des Marktpreises stellt sich jedoch die Frage, inwieweit die etwas verbesserten Möglichkeiten zur Nut-

zung der Terminmärkte die höheren Risiken einer ex ante Festlegung aufwiegen.

3.3.1.6 Welcher Strom soll vermarktet werden?

Eine Frage, die im Rahmen der Diskussion über die Förderung einer Vermarktung diskutiert wird, ist die Frage welche Anlagen vermarktet werden sollen. Häufig wird hier zwischen regelbaren und stark fluktuierenden Anlagen unterschieden.

3.3.1.6.1 Argumente für den Ausschluss der fluktuierenden EE Anlagen

Für die regelbaren Anlagen spricht die Möglichkeit zur Reaktion auf Marktpreise und das etwas einfachere Modelldesign. Gegen die Einbeziehung der fluktuierenden Energieträge wird angeführt, dass eine direkte Reaktion auf Marktpreise kaum möglich ist und damit die ÜNB über den Portfolioeffekt der gesamten Erzeuger eine effizientere Vermarktung sicherstellen können.[191] Es ist allerdings fraglich, ob nicht eine jedenfalls ähnlich effiziente[192] Vermarktung erreicht werden kann, wenn Vermarkter große Portfolios bilden und die Prognoserisiken minimieren, gleichzeitig aber einen besseren Zugriff auf die Anlagen als gegenwärtig[193] die ÜNB haben.

3.3.1.6.2 Argumente für die Einbeziehung der fluktuierenden Erneuerbaren

Für die Einbeziehung der fluktuierenden Erzeuger spricht der hohen Anteil der Stromerzeugung aus Windenergie und PV, der letztlich auch zukünftig in den Markt integriert werden muss[194]. Ein Verzicht auf die Integration der fluktuierenden Erneuerbaren führt dazu, dass auch weiterhin ein Großteil der EE Erzeugung über die ÜNB bzw. einen Dritten in anonymer Form vermarktet werden muss. Für die Einbeziehung der fluktuierenden Energieträger spricht die Professionalität und Innovationskraft, die insbesondere in der Windbranche erreicht wird. Einige Akteure der Branchen zeigen intensives Interesse an einer Windvermarktung[195]. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass die Nutzung von Lastmanagement

---

191 Votum IZES: Zudem macht es im Falle fehlender Netz-, System- und Nachfragerestriktionen weder ökonomisch noch ökologisch Sinn, Anlagen fluktuierender erneuerbarer Energienutzung zu drosseln, solange konventionelle Kraftwerke noch nicht maximal abgeregelt sind. Schließlich ist zu beachten, dass fluktuierende Erzeugung und Börsenpreise negativ korreliert sind und dass die Preise umso stärker sinken werden, je mehr Wind- und PV-Anlagen in das System einspeisen. Eine Vermarktung fluktuierender Erzeugung am Spotmarkt erscheint damit bereits auf mittlere Sicht aussichtslos.

192 Votum FUER: Als Maßstab muss derselbe Grad an Effizienz oder ein Aufwiegen einer geringeren Effizienz durch anderweitige Vorteile dienen, wenn nicht höhere Kosten ohne zusätzliche Nutzen entstehen sollen.

193 Votum FUER: ließe sich ändern, s.o.

194 Votum FUER: Dieses Argument unterstellt, dass das Marktdesign unverändert bleibt.

195 Zusatz IZES: da zumindest kurzfristig der Wind nur selten preissetzend am Spotmarkt wirkt

und Speichern im Rahmen der Vermarktung der fluktuierenden Energieträger mehr Einsatz- und Renditemöglichkeiten hat, als innerhalb eines konventionellen Portfolios[196]. So können Flexibilisierungsoptionen in einem fluktuierenden Portfolio sowohl für den Ausgleich ungünstiger Marktentwicklungen, als auch für den Ausgleich von Prognosefehlern und den Einsatz in Reservemärkten genutzt werden. Vorrausetzung ist allerdings, dass diese Optionen stehen kostengünstig zur Verfügung stehen.

3.3.1.6.3 Fazit

Vor dem Hintergrund beider Argumentationslinien lässt sich die Frage der Einbeziehung der fluktuierenden Erneuerbaren vielleicht anders stellen: Warum sollten Wind und PV nicht einbezogen werden? Von dieser Frage geleitet liegt letztlich der Schluss nahe, dass ein Ausschluss von Wind und PV für ein Prämienmodell nur dann sinnvoll ist, wenn die erwarteten Zusatzkosten den oben dargestellten Nutzen übersteigen[197]. Daraus lässt sich vielleicht die Lösung ableiten, dass ein prinzipieller Ausschluss von Wind und PV nicht notwendig ist. Die zentrale Frage ist eher wie großzügig die Förderung der Vermarktung von Wind und PV ausgelegt werden soll[198]. Nach Festlegung der Parameter bleibt es letztlich den Akteuren überlassen, ob die Vermarktung zu den genannten Konditionen sinnvoll ist[199] [200] [201].

3.3.1.7 Kostenpostionen bei der Festlegung einer Prämie

Im Rahmen einer Förderung der Vermarktung durch eine Prämie sind gegenüber den derzeitigen EEG Vergütungssätzen folgende Aspekte und Kostenpositionen zu berücksichtigen.

3.3.1.7.1 Marktwert

Der Marktwert der verschiedenen EEG Technologien ist sehr unterschiedlich. Zur Vermeidung einer Über- bzw. Unterförderung sollte dieser Aspekt bei der Festlegung einer Prämie berücksichtigt werden. Die Ausführungen in Arbeitspaket 1 zeigen die unterschiedliche Wertigkeit der verschiedenen

---

196 Votum FUER: Maßstab sollte nicht die Renditemöglichkeit sein. Vielmehr müssen Last- und Speicherpotentiale am Gesamtsystem optimiert werden. Es erscheint fraglich, ob dies durch einen individualisierten Zugriff ermöglicht wird.

197 Votum FUER: Und die möglicherweise innerhalb der Rest-Wälzung entstehenden zusätzlichen Kosten/Nachteile aufwiegt.

198 Votum FUER: Vergleichsmaßstab muss unter Effizienzgesichtspunkten ein optimierter Wälzungsmechanismus sein. Zustimmung IZES zu Votum FUER: die Kostenneutralität für die EEG-Umlage muss gewährleistet bleiben.

199 Votum BBH: Die Einschätzung des ISI wird von BBH geteilt.

200 Votum IWES: Die Aufweichung der Vorrangregelung durch eine Direktvermarktung v. a. im Zusammenhang mit negative Preisen entspricht nicht dem Ansatz des EEG. Es ist fraglich ob die möglichen Anreize durch niedrige Spotmarktpreise für Lastmanagement und Speicher ausreichen um einer Abregelung EE entgegenzuwirken. Zustimmung IZES zu IWES.

201 Votum FUER: Wie oben unter 7.1.3.2 dargestellt, muss die Unterschiedliche Wertigkeit berücksichtigt werden.

Technologien. Bei der Festlegung der Prämie kann auf diese Analyse zurückgegriffen werden. Im Falle einer gleitenden Prämie wäre auch eine ex post Festlegung des relativen Wertes anhand der von den ÜNB vermarkteten Strommengen denkbar.

3.3.1.7.2 Ausgleich von Prognosefehlern

Im Rahmen der fixen Einspeisevergütung sind EEG Erzeuger nicht für die Erstellung und den Ausgleich von Einspeiseprognosen verantwortlich. Diese Aufgabe wird derzeit von den ÜNB übernommen und geht im Falle einer Vermarktung durch die EEG Erzeuger auch auf die Erzeuger über. Die Kosten sind für die einzelnen Technologien sehr unterschiedlich und müssen um Rahmen einer Förderung der Vermarktung berücksichtigt werden. Die Höhe der Kosten von Prognosefehlern lässt sich aus den Darstellungen in Arbeitspaket 1 ableiten.

3.3.1.7.3 Kosten für Handelszugang

Eine weitere Kostenposition, die im Rahmen einer Vermarktungsförderung berücksichtigt werden muss, sind die Kosten für den Marktzugang und die Erstellung von Einspeiseprognosen.

3.3.1.7.4 Differenzierung zum Ausgleich von Größenvorteilen

Im Rahmen der Diskussion um die Vermarktung erneuerbarer Energien kommt häufiger der Punkt auf, dass große Portfolien einen Vorteil haben, da Sie bestimmte Fixkosten, wie z. B. Personal, auf eine höhere Strommenge umlegen und eine höhere Prognosegüte erreichen können. Aus diesem Grunde werden verschiedene Varianten diskutiert, die den Vorteil großer Portfolien eingrenzen sollen. Bei einer stärkeren Differenzierung ist neben den Kosten und der höheren Komplexität auch der Erhalt eines sinnvollen Anreizes zur Portfoliovergrößerung zu beachten. In der Diskussion sind hierbei Ansätze z. B. die Profilservicekomponente als Vergütung für den Ausgleich von Prognosefehlern auszudifferenzieren. Ähnliche Ansätze sind auch für die Vergütung der Kosten für den Handelszugang denkbar.

3.3.1.8 Vergleich zwischen der Vermarktung nach § 37 und Abs. 1 Satz 2 EEG und dem Prämienmodell

Zur Erleichterung der Einordnung der unterschiedlichen Parameter sollen im Folgenden die existierende Option der Vermarktung unter Nutzung des §37 und die diskutierte Option des gleitenden Prämienmodells (ISI) verglichen werden.

Der Vergleich zeigt[202], dass die Vermarktung unter Nutzung des fixen Bonus unter Nutzung des §37[203] neben seiner steigernden Wirkung auf die

[202] Votum IZES: Hier wird der Status quo eines anpassungsfähigen Paragraphen des EEG mit einer bislang nur als Konzept bestehenden Vermarktungsmöglichkeit verglichen.

EEG Umlage auch bei Festsetzung höherer EEG Anteile bei der Umlagenbefreiung ein Modell ist, das erheblich höhere Risiken beinhaltet und durch die technologieunabhängige Prämie zu deutlich höheren spezifischen Kosten führt als das gleitende Prämienmodell.[204]

Tabelle 3-4: Vergleich § 37 und Gleitendes Prämienmodell.

[205]	**§ 37**	**Gleitendes Prämienmodell (ISI)**[206]
Art der Prämie	Fix, (doppelte EEG Umlage))[207]	Gleitend
Optionales Modell ?	Ja	Ja
Anpassung der Prämie an Technologien ?	Nein [208]	Ja alle EEG Vergütungsgruppen
Grünstromeigenschaft	ja	nein
Ausstiegsfrist	Monatlich (?) bzw. Jährlich	monatlich
Prämienfestlegung	ex ante	Indikatoren ex ante
Bestimmung Marktpreisindikator	nicht relevant	ex post
Welcher Strom wird vermarket?	Alle Technologien bis zu einem gewissen Vergütungsniveau	Potentiell alle

203 Votum FUER: Die beschriebenen Probleme können jedenfalls abgemildert werden.

204 IZES: Die EEG-Umlage als Differenz zwischen Vergütung und Markterlösen wird beim gleitenden Prämienmodell nur dann sinken können, wenn die Prämie geringer ist als die heutige Differenz. Dies wäre theoretisch nur dann möglich, wenn die Vermarktung des EEG-Stroms durch Dritte deutlich mehr Einnahmen erbringt als die Vermarktung durch die ÜNB und die Prämie insofern nach unten angepasst werden könnte. Doch auch in diesem Fall würde die (Gesamt-) Prämie durch die Gewährung separater Profilservice- und Vermarktungsprämien und damit die gesamte EEG-Umlage steigen, was politisch in der aktuellen Situation als heikel empfunden werden kann.

205 Votum FUER: Als weiteres Kriterium kommen negative Preise in Frage.

206 Eine genauere Darstellung des Models findet sich unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/e/download/publikationen/Sensfuss_Ragwitz_2009.pdf?WSESSIONID=4093e654bfa2a51519d81cd6afb8401e

207 Anmerkung BBH: Um das Risiko auszuschließen, am Ende des Jahres knapp unter die 50- %-Grenze zu fallen, wird kein Unternehmen genau 50 % EEG-Strom einkaufen, sondern zur Sicherheit jedenfalls etwa 60 %. Damit wird die Prämie nicht ganz die doppelte EEG-Umlage darstellen. Votum FUER: kann geändert werden. , Zustimmung IZES zu FUER.

208 Votum FUER: kann geändert werden. Zustimmung IZES zu FUER.

3.3.2 Zusammenfassung der Diskussion über einen Kombikraftwerksbonus (ISI)[209]

Im Rahmen der Weiterentwicklung des EEG werden auch Optionen diskutiert, die innerhalb der EEG zu einer Verbesserung der bedarfsgerechten Einspeisung führen sollen. Dieser Aspekt ist zurzeit nicht der Schwerpunkt der Analysen in diesem Projekt. Im Rahmen eines Forschungsvorhabens unter Leitung des IWES wurden hier verschiedene Ansätze analysiert. Eine ausführliche Darstellung findet sich in den entsprechenden Projektberichten[210]. Zur Vollständigkeit der Darstellung sollen an dieser Stelle jedoch auch die wichtigsten Diskussionspunkte aus diesem Bereich dargestellt werden.

Eine zentrale Frage im Rahmen der Diskussion ist die Frage, welches Steuersignal als Basis für die Definition der bedarfsgerechten Einspeisung verwendet wird. Hierzu wurden folgende Steuergrößen diskutiert:

- Feste Tageszeiten
- Lastprognose
- EE Einspeisung
- Residuallast
- Marktpreise.

Auch regional unterschiedliche Steuersignale zur Berücksichtigung der Netzsituation wurden in diesem Zusammenhang diskutiert[211].

Ein zentraler Bestandteil der Förderung der bedarfsgerechten Einspeisung im Kombikraftwerksbonus ist ein Arbeitspreis, der als Bonus für die Anpassung an das gewählte Steuersignal gezahlt wird.

Die Schwierigkeit beim Design eines Systems zur Erhöhung der Bedarfsgerechtigkeit der Einspeisung ist die Komplexität, die sich daraus ergibt,

---

209 Ergänzendes Votum BBH, IWES: Bei fluktuierenden erneuerbaren Energien ist fraglich, ob eine Vergleichmäßigung der Einspeisung bzw. eine bedarfsgerechte Einspeisung allein durch eine Direktvermarktungsprämie und ohne einen zusätzlichen Anreiz erreicht werden kann. Dabei ist zu bedenken, dass Anlagenbetreiber allein durch Marktsignale grundsätzlich keine Motivation erhalten, auf die Einspeisung von Strom in Zeiten geringer Marktpreise zu verzichten, da die variablen Erzeugungskosten bei Wind und PV bei nahezu Null liegen. Allenfalls in den – wenigen – Zeiten negativer Preise kann der Anlagenbetreiber eine Motivation zur Drosselung der Anlagen erhalten. Dabei ist aber zu bedenken, dass Anlagenbetreiber, sofern die Erlöse aus Markterlösen und Prämie etwa der EEG-Vergütung entsprechen, kein Interesse an einer Vermarktung haben dürften, die eine Drosselung der Anlage verlangt, da dann die gesamten Einnahmen im Vergleich zum Verbleib in der EEG-Vergütung sinken. Eine Drosselung der Anlage sollte außerdem unter Gesichtspunkten der Förderung erneuerbarer Energien weitgehend vermieden werden, solange noch fossile Anlagen gedrosselt werden können. Für eine stärkere Bedarfsorientierung bei der Einspeisung von Strom aus EE sind neben einer Direktvermarktungsprämie wohl zusätzliche Instrumente erforderlich. Eine Verlagerung der Einspeisung ist im Wesentlichen durch eine Zwischenspeicherung des Stroms möglich. Um eine Zwischenspeicherung zu ermöglichen, erscheint es sinnvoll, gezielte Anreize hierfür zu setzen, die die Direktvermarktungsprämie ergänzen könnten.

210 http://www.erneuerbareenergien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/abschlussbericht_kombikraftwerksbonus_bf.pdf

211 Votum BBH: Die mögliche Berücksichtigung der Netzsituation erweitert den Wirkungsradius des Modells im Vergleich zu einer Marktprämie auch auf die Besonderheiten des Netzes.

dass der EEG Strom aus diesem Fördersystem im Rahmen der EEG Wälzung durch den ÜNB oder Dritte vermarktet werden muss. Dieser Vermarkter unterliegt jedoch den Bedingungen des Strommarktes. Ein kosteneffizientes Fördersystem zur Erhöhung der Bedarfsgerechtigkeit der Einspeisung muss also bei der Wahl des Steuersignals so gestaltet sein, dass es die temporal schwankenden Knappheitssignale des Strommarktes wiedergibt. Ein System, das in der zeitlichen Taktung oder in der Höhe des Anreizes die Signale des Strommarktes nicht gut genug wiedergibt, führt zu Mehrkosten, wenn die an die EE Erzeuger gezahlten Anreize die Mehrerlöse der Vermarktung durch die ÜNB übersteigen.

Eine weitere Problematik besteht in der möglichen Konkurrenz zu anderen Fördermechanismen zur Marktintegration. Mit § 37 existieren hier bereits Anreize zur Marktintegration. Im Falle der Schaffung eines weiteren Instruments zur Marktintegration ggf. als Ersatz für die heutige Regelung des §37 entstünde auch hier eine komplexe Interaktion zu einem Förderinstrument für eine bedarfsgerechte Einspeisung innerhalb der Festvergütung.[212].

Da die Signale des Strompreises nicht ausreichen, um bestimmte Speichertechnologien zu fördern, wurden Leistungspreise für bestimmte Speichertechnologien oder Anlagenkonfigurationen angedacht[213]. Diese Leistungspreise sollten die gewünschte Technologieentwicklung auch im Rahmen einer Marktintegration gewährleisten und eine differenzierte Technologieförderung ermöglichen. Die Bestimmung einer solchen Technologiekomponente für neue Technologien ist allerdings mit Unsicherheiten behaftet. Gerade bei sehr teuren Speichertechnologien gewinnt der Leistungspreis gegenüber der eigentlichen Anreizkomponente zur Lastverlagerung eine sehr hohe Bedeutung. Auf Basis der Erkenntnisse der Diskussionen zum den hier dargestellten Konzepten zum Kombikraftwerksbonus bzw. Integrationsbonus werden weitergehende Konzepte zur Förderung der bedarfsgerechten Einspeisung der Biomasse und zur Speicherförderung der entwickelt, die in den folgenden Kapiteln diskutiert werden sollen.

---

212 Votum BBH: Im Falle der Schaffung eines weiteren Instruments zur Marktintegration ggf. als Ersatz für die heutige Regelung des § 37 müsste das Verhältnis zu diesem Förderinstrument geklärt werden, wofür eindeutige – auch juristische – Kriterien zu entwickeln wären (u.a. An- und Abmedefristen). Andererseits erscheint eine zusätzliche Förderung der bedarfsgrechten Einspeisung innerhalb des EEG erforderlich, da ein erheblicher Anteil der EEG-Anlagen im System der EEG-Vergütung verbleiben wird und nicht die Möglichkeit der Martktteilnahme hat. Für diese Anlagen bestünde allein durch eine Marktprämie kein Anreiz für eine bedarfsgerechte Einspeisung. Eine Steuerung dieser Anlagen ist aber jedenfalls auf mittlere Sicht energiewirtschaftlich wohl ebenfalls erforderlich.

213 Votum BBH: Hier ist die Höhe der Leistungspreise ausführlich zu prüfen und mit den volkswirtschaftlichen Kosten im Vergleich zu anderen Instrumenten der Markt- und Netzintegration zu vergleichen. Zudem ist der Aspekt der Technologieförderung und des Einstiegs in die notwendige Systemintegration der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen.

3.3.3 Anreize für eine bedarfsgerechtere Einspeisung der Biomasse (IWES)

Biomasseanlagen nehmen aufgrund ihrer Steuerbarkeit eine Schlüsselstellung innerhalb der regenerativen Erzeuger ein. In Hinblick auf die Schwerpunkte Systemdienstleistungen, Netz- und Bedarfsgerechte Einspeisung bei einer Weiterentwicklung des EEG, können Biomasseanlagen das primäre Element für die Entwicklung neuer Anreizsysteme sein. Um Biomasseanlagen regelbar zu machen sind zusätzliche Investitionen notwendig. Dennoch sind die daraus resultierenden Stromverlagerungskosten im Vergleich zu Stromspeichern (für die Verlagerung anderer EE) grundsätzlich als geringer einzuschätzen. Auch treten durch die Einspeiseverlagerung im Vergleich zu Stromspeichern keine oder nur geringe Verluste auf.

Grundsätzlich können die Biomasseanlagen in zwei Gruppen eingeteilt werden:

- In gasförmige und flüssige Biomasse – Hier sind zusätzliche Investitionen in Leistung (BHKW-Kapazität) und Speicher (Gas- und/oder Wärmespeicher – Entkoppelung von Gasproduktion und Wärmebedarf) notwendig. Die Einspeisung der Einzelanlagen kann somit nahezu verlustfrei verlagert werden.
- In feste Biomasse – Hierbei ist eher von einem vermehrten Teillastbetrieb oder einer Abregelung der Einspeisung auszugehen. Zusätzliche Kosten können u.a. durch die höheren thermischen Wechselbelastungen entstehen. Unter der Maßgabe eines festen ökonomischen Energieholzpotenzials kann das Holz zu einem späteren Zeitpunkt in derselben Anlage oder in anderen neuen Anlagen genutzt werden.

Es sind drei Einsatzmöglichkeiten für regelbare Biomasseanlagen möglich:

- Bedarfsgerechte Einspeisung
- Bereitstellung von Regelleistung
- Regelung bei Netzengpässen.

Dabei kann ein derartiger Einsatz sowohl innerhalb der EEG-Vergütung als auch innerhalb einer Direktvermarktung umgesetzt werden:

Tabelle 3-5: Einsatzmöglichkeiten von Biomasseanlagen.

	Bedarfsgerechte Einspeisung	**Bereitstellung von Regelleistung**	**Reaktion auf Netzengpässe**
Biomasseanlage in EEG-Vergütung	• Variables Preissignal als Bonus zur EEG-Vergütung → derzeit kein Anreiz	• Vorrangige Teilnahme bei der Regelleistung • Leistungspreis und/oder Arbeitspreis → derzeit nicht möglich aufgrund Doppelvermarktungsverbot	• Abregelung vor Wind u. a. EE • Ausgleichszahlung auch bei Verlagerung der Einspeisung → derzeit Einspeisemanagement + Ausgleichszahlung (Härtefallregelung)
Direktvermarktung	• Variabler Strompreis am Spotmarkt, Lastfolgebetrieb	• Leistungspreis und Arbeitspreis am Regelleistungsmarkt	• Redispatch, Countertrading (kein transparenter Markt)

3.3.3.1 Bedarfsgerechte Einspeisung

Die bedarfsgerechte Einspeisung ermöglicht es durch die Verlagerung der Einspeisung von Zeiten mit geringem Energiebedarf (bzw. hohen Anteilen fluktuierender EE-Einpeisung) in Zeiten mit hohem Energiebedarf einen höheren Wert für den Biomassestrom zu erzielen und das Überangebot EE in beispielsweise Starkwindphasen oder Solarspitzen zu reduzieren.

Innerhalb der EEG-Vergütung ist dabei die Vorgabe eines variablen Preissignals als Steuerungsgröße möglich. Innerhalb der Direktvermarktung ergeben sich die Anreize entweder direkt (durch den Spotmarkt – EPEX-Pool) oder indirekt (Bilanzkreis – Stadtwerke, Ökostromanbieter).

Mit zunehmender Dominanz der EE im Strombereich gewinnt die bedarfsgerechte Einspeisung zunehmend an Bedeutung. Auch in Hinblick auf die Interaktionen zwischen Gas-, Wärme- und Stromnetz ist eine frühzeitige Technologieentwicklung notwendig. Hinsichtlich der Eingruppierung der Biomasse-Anlagen sind für die bedarfsgerechte Einspeisung besonders Anlagen mit gasförmiger und flüssiger Biomasse geeignet.

3.3.3.2 Bereitstellung von Regelleistung

Biomasseanlagen sind im Vergleich zu fluktuierenden EE bereits unter den heutigen Präqualifikations-Bedingungen technisch in der Lage positive oder negative Sekundärregelleistung (SRL) und positive oder negative Minutenreserve (MRL) bereitzustellen. Voraussetzung ist eine Poolbildung der Anlagen. Eine Verkleinerung der Losgrößen würde den Aufwand des Poolings reduzieren bzw. abschaffen. Dabei kann die Bereitstellung der Regelleistung ohne oder nur mit geringen Verlusten der Jahreserzeugung erfolgen. Während bei nicht regelbaren EE in Zeiten mit hohem EE-Anteil

die Bereitstellung negativer Regelleistung (Abregelung im Bedarfsfall) energiewirtschaftlich sinnvoll sein kann, bieten Biomasse in der Bereitstellung von positiver Regelleistung (Einspeiseerhöhung im Bedarfsfall) deutliche Effizienzvorteile.

Innerhalb der EEG-Vergütung ist eine Teilnahme von EE am Regelleistungsmarkt aufgrund des Doppelvermarktungsverbotes derzeit beschränkt. Bei einer Marktteilnahme erschließen die bestehenden Anreize Leistungspreis und Arbeitspreis. Dabei ist die Höhe des Arbeitspreises im Bezug auf die Höhe der EEG-Vergütung zu überprüfen. Grundsätzlich wäre eine rechtliche Regelung der vorrangigen Teilnahme EE am Regelleistungsmarkt (Vorrangregelung von konv. KW) denkbar. Innerhalb der Direktvermarktung können Biomasseanlagen unter Marktregeln am Regelleistungsmarkt teilnehmen.

Um die Vorrangregelung von EE zu gewährleisten, ist ein Ersetzen konventionell drehender Reserve-Kapazitäten (Regelleistung) durch EE notwendig. Dadurch können Netzengpässe (vorrangig im Übertragungsnetz) beseitigt und die Abregelung von EE vermieden werden.

3.3.3.3 Reaktion auf Netzengpässe

Bei Netzengpässen im Zusammenhang mit einer hohen Einspeisung fluktuierender EE können Biomasseanlagen durch eine Abregelung bzw. Verlagerung der Einspeisung die Abregelung von nicht regelbaren EE (z. B. Wind) vermindern. Innerhalb der EEG-Vergütung muss dazu eine „Merit-Order“ für das Einspeisemanagement getroffen werden, damit Biomasseanlagen vorrangig vor anderen EE vom Netzbetreiber abgeregelt werden können. Die Höhe der Ausgleichszahlungen ist zu prüfen. Innerhalb der Direktvermarktung greifen die Maßnahmen nach § 13 (1) EnWG (Redispatch und Countertrading). Eine Vorrangstellung EE gegenüber konv. KW (zuerst sollte konv. KW in der betroffenen Region von Netz gehen) ist jedoch hier nicht gewährleistet.

3.3.3.4 Mögliche Anreizsysteme

Grundsätzlich ist festzustellen, dass der derzeitige Markt und das EEG nicht die notwendigen Anreize für eine Erschließung des Potenzials regelbarer Biomasseanlagen setzt – sowohl hinsichtlich der Höhe der Anreize als auch hinsichtlich der Investitionssicherheit. Eine Markteinführung der Technik muss finanziell unterstützt werden. Neben einer notwendigen Steuerungskomponente ermöglicht eine Technikkomponente eine technologiespezifische Förderung. Bei einer Direktvermarktung ergibt sich die Steuerungskomponente direkt durch die erzielbaren Marktpreise. Bei einer Kombination mehrerer Einsatzmöglichkeiten muss der Investitionszuschuss an die Kombination der Anreize angepasst werden. Zeitlich variierende Anreize erfordern eine gleitende Anpassung des Investitionszuschusses. Dabei kann eine anteilige Finanzierung über andere Märkte/Instrumente erfolgen. Durch eine Verlagerung der Kosten in andere Be-

reiche (z. B. Kosten für Ausgleichsenergie und Netzentgelte) kann eine zusätzliche Belastung der EEG-Umlage deutlich verringert werden.

3.3.4 Speicherförderung (IWES)

Energiespeicher werden in Zukunft eine Schlüsselrolle in der Energieversorgung übernehmen. Um dauerhaft konventionelle Kraftwerksleistung zu ersetzen, sind Speicher zwingend notwendig, da auch in Fällen von Windflauten und geringem Angebot von erneuerbaren Energien und ausgereiztem Lastmanagement noch Strombedarf bestehen kann, der gedeckt werden muss. Die Einführung einer Speicherförderung ist entsprechend aus dem heutigen und vor allem aus einem zukünftigen Bedarf abzuleiten. Daraufhin sind die Rahmenbedingungen zur Gestaltung einer Speicherförderung zu definieren.

3.3.4.1 Speicherbedarf

Der Bedarf an Speichern im Stromnetz wurde bislang hauptsächlich qualitativ begründet. Die Begründungen basieren im Wesentlichen auf zwei Thesen:

1. Die Stromerzeugung aus Wind und PV und der Stromverbrauch stimmen zeitlich nicht überein. Die Speicherung von überschüssiger Erzeugung und Rückspeisung zur Deckung des restlichen Verbrauchs ist notwendig, weil Abregelung bzw. Erzeugung aus anderen Energiequellen die teurere Option ist. Die bezahlte Abregelung von EE verursacht einen volkswirtschaftlichen Schaden, da nicht genutzte Energie bezahlt werden muss.

2. Die Stromerzeugung und der Stromverbrauch stimmen räumlich nicht überein. Die Übertragungskapazität des Stromnetzes reicht nicht aus, weil der Ausbau nicht (rechtzeitig) erfolgen kann bzw. (in Einzelfällen) die teurere Option ist.

Bislang gibt es nur wenige quantitative Einschätzungen zum zukünftigen Speicherbedarf im Stromnetz. In einer Studie von Siemens und Fraunhofer IWES wurde z. B. der Speicherbedarf für eine Vollversorgung Europas durch Wind- und Solarstrom berechnet. Dieser Bedarf war stark abhängig vom angenommenen Energiemix. Zudem bestand erheblicher Speicherbedarf trotz idealem Netzausbaus, der in der Studie zugrunde gelegt wurde. In einer Studie von UBA und FhG IWES zur regenerativen Vollversorgung in 2050 ergab sich ein Speicherbedarf von etwa 70 TWh für einen chemischen Energieträger aus EE (EE-Wasserstoff oder EE-Methan), unter Ausschöpfung der Pumpspeicherkapazitäten und 50 % Elektromobilität im Individualverkehr als Lastmanagement. In den FhG IWES Simulationen der BMU Leitszenarien 2010 werden vier Wetterjahre untersucht. In allen 4 Wetterjahren treten einige Wochen von Windstille bzw. sehr geringer erneuerbarer Stromerzeugung auf – vermehrt im Februar und Dezember,

also tendenziell im Winter (und Herbst), wo der Strombedarf bisher am höchsten ist.

Falls zu diesem Zeitpunkt auch europaweit das Angebot an EE gering ist, muss der Ausgleich über Back-Up Kraftwerke oder Langzeitspeicher erfolgen. Pumpspeicherwerke und Druckluftspeicher werden aus wirtschaftlichen und technischen Gründen (regenerativ) nur als Kurzzeit- bzw. Tagesspeicher betrieben werden. Ihre Kapazitäten betragen zusammen in Deutschland etwa 0,04 TWh. Derzeit sind daher in der erforderlichen Größenordnung von ca. 20-30 TWh_{el} national nur erneuerbares Gas (Wasserstoff / Methan) in bestehenden Gasspeichern bzw. in Gaskraftwerken denkbar.

3.3.4.2 Klassifizierung der Speicher nach zeitlichem Einsatz – Kurz- und Langzeitspeicher

Speicher können nach verschiedenen Kriterien eingeteilt werden (Speicherkapazität, Zyklenanzahl, Wirkungsgrad, Ein- und Ausspeiseleistungen, etc.). Hilfreich ist eine Klassifizierung nach dem zeitlichen Einsatz, aufbauend auf dem bestehenden Regelenergiekonzept und –markt. So sind die bestehenden Technologien für die Deckung von Primär-, Sekundär und Tertiärregelleistung im Grunde genommen ebenfalls Speicher (Mechanische Energie der Schwungmasse, Thermische Energie des Dampfes bzw. der Brennstoffe, Potentielle Energie des Wassers). Diese Speicher gleichen das sehr kurzfristige Defizit zwischen Erzeugung und Last aus. Die täglichen Schwankungen werden von Tagesspeichern wie Pumpspeicherwerken ausgeglichen, die auch für Regelleistung eingesetzt werden. Dazu zählen zukünftig auch Druckluftspeicher. Für den wöchentlichen und saisonalen Ausgleich sind Wochen- und Monatsspeicher notwendig. Hier ist aus nationaler Sicht in der erforderlichen Größenordnung nur ein gasförmiger chemischer Energieträger denkbar (Wasserstoff oder Methan), der in das Erdgasnetz eingespeist wird, das eine Speicherkapazität von ca. 220 TWh[214] aufweist (durch den zu erwartenden starken Rückgang des Erdgasverbrauchs im Wärmesektor ergeben sich hier zunehmende Freiheitsgrade in den Speicherkapazitäten). Das Gasnetz eignet sich besonders gut als Langzeitspeicher, da es einerseits quasi keine Begrenzung in der Speicherkapazität aufweist und andererseits geringe Langzeitlagerkosten für Energie hat. Darüber hinaus ermöglicht es die Nutzung von EE-Strom in gespeicherter Form in allen drei Energiesektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr und fungiert damit als Energiespeicher in erweiterter Funktion eines Stromspeichers. Ferner können über das Gasnetz deutlich größere Energiemengen kostengünstiger transportiert werden, als über das Stromnetz, was den notwendigen Stromtransport unterstützt.

Folgende Unterscheidung ist hilfreich und angebracht:

[214] Votum WI: Und diese natürlich auch für eine sichere Gasversorgung der Kunden benötigt. In welchem Umfang auf das Gasnetz als Speicherkapazität zurückgegriffen werden kann, ist demnach noch fraglich.

- Kurzzeitspeicher (Regelleistung und Tagesspeicher): Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher, Batterien, dezentrale Speicher
- Langzeitspeicher (Saisonalspeicher): EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan als erneuerbares Gas im Erdgasnetz

Viele Fragen im Themenfeld Speicher sind noch unerforscht und bedürfen detaillierten Netzuntersuchungen und Simulationen. Um die Fragen zum Speicherbedarf (Zeitpunkt, Menge, Ort) zu klären, sind weitere Studien notwendig.

3.3.4.3 Rahmenbedingungen zur Gestaltung einer Speicherförderung

Vor der Gestaltung einer geeigneten Speicherförderung sind u. a. folgende Rahmenbedingungen zu definieren:

1. Art und Umfang der Speicherförderung
2. Anwendung der Speicher
3. Form der Finanzierung
4. Akteure
5. Lösungsvorschlag Ausschreibungsverfahren – Synergien zur Förderung von Speichern bei Netzengpässen
6. Anreiz von Langzeitspeichern – Optionen Kapazitätsmarkt, Einspeisetarif und Quote.

3.3.4.3.1 Art und Umfang der Speicherförderung

Die Gestaltung einer Speicherförderung wirkt sich auf das Ausmaß des Speicherausbaus aus. Einige Vor- und Nachteile einer punktuellen individuellen Förderung (z. B. Ausschreibungsverfahren) im Vergleich zu einer flächendeckenden breiten Förderung (z. B. Vergütung/Bonus) werden im Folgenden dargestellt:

Punktuelle Förderung:

Vorteile:

- individuelle Entscheidung zur Förderung in Abhängigkeit vom tatsächlichen Bedarf (z. B. Netzengpass)
- unmittelbarer Einfluss auf Anschlussknoten und technische Eigenschaften
- Kontrolle der Kosten der Förderung
- Erfahrungen können in ersten Demonstrationsvorhaben gesammelt werden, kontrollierte und leicht steuerbare Förderung
- geringere Akzeptanzschwierigkeiten wegen unterschiedlichen Interessen.

Nachteile:

- Förderung nur auf Initiative des „Geldgebers“ – kein genereller Anspruch auf Unterstützung bei Eigeninitiative von z. B. EEG-Anlagenbetreibern oder Energieversorgungsunternehmen.

Flächendeckende Förderung:

Vorteile:

- wirksame Markteinführung führt zu Kostendegression der jeweiligen Technologien
- langfristig strategische Planungssicherheit für Forschung und Industrie.

Nachteile:

- komplexe Ausgestaltung notwendig für gewünschten Einsatzzweck (Klassifizierung der Speicher, Kostenabschätzungen)
- Deckelung der Förderung zur Kostenkontrolle notwendig
- Bevorzugung ausgewählter Technologien oder Anbieter schwierig/unmöglich.

3.3.4.3.2 Anwendung der Speicher

Entsprechend der generellen Begründung für den zukünftigen Speicherbedarf gibt es zwei maßgebliche Anwendungen für Stromspeicher:

- der Ausgleich zwischen der Erzeugung aus Wind- und Solarstromanlagen und dem Verbrauch (hierin: saisonal, tages- bzw. stundenweise) sowie die Regelleistung
- die Entlastung des Stromnetzes.[215]

Der *Ausgleich zwischen der Wind- und Solarstromerzeugung und dem Verbrauch* durch Speicher ist langfristig notwendig, wenn auch flexible konventionelle Kraftwerke mehr und mehr ersetzt werden sollen bzw. zu teuer werden und nach wie vor aus Gründen der Systemstabilität gesicherte Leistung bereitgehalten werden muss. Kurz- und mittelfristig stehen jedoch noch ausreichend konventionelle Kapazitäten zur Verfügung um diesen Ausgleich zu leisten. Kurzfristige Ausschläge des Marktpreises lassen nicht auf einen generellen Mangel an flexiblen Erzeugungskapazitäten schließen. Der Speicherbedarf muss jedoch frühzeitig festgestellt werden um rechtzeitig die Entwicklung und die Markteinführung einzuleiten.

Es ist absehbar, dass hauptsächlich Langzeitspeicher für einen saisonalen Ausgleich notwendig werden. Im kurzfristigen Zeitbereich wirken Ausgleichseffekte, wenn die Stromerzeugung großräumig (z. B. europaweit) gehandelt und übertragen wird. Bei einer europaweit geringen Wind- und Solarstromerzeugung müssen Speicher dann auch die täglichen Last-

[215] Votum WI: nur bei adäquater Standortwahl, dieser kann aber ungünstig für die Vermarktung liegen und dazu führen, dass Netzmaßnahmen nicht durchgeführt werden.

schwankungen bedienen, die bisher von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeicherwerken ausgeglichen werden. Im Zeitbereich der Regelleistung können Wind- und Solarstromanlagen zur Frequenz- und Spannungshaltung eingesetzt werden, sofern jedoch keine Erzeugung da ist, müssen dies auch die Stromspeicher leisten. Prinzipiell stellen Speicher eine geeignete Kombination mit der Wind- und Solarstromerzeugung dar, da diese in Form der flexiblen Erzeugung und Leistungsvorhaltung nicht als „drehende Reserve“ (must-run Erzeugung) die Einspeisung durch Netzengpässe blockiert.

Die *Entlastung des Stromnetzes* muss zunächst durch den Ausbau des Stromnetzes geleistet werden. In Einzelfällen kann es dazu kommen, dass der Netzausbau nicht oder sehr verspätet realisiert werden kann oder dass ein Speicher die kostengünstigere Alternative ist.

Ein Speicher kann prinzipiell nicht von einem Netzbetreiber betrieben werden, da die Entflechtung von Erzeugung und Netzbetrieb beibehalten werden sollte. Im Fall von drohenden Netzengpässen kann der Netzbetreiber mit bestehenden Instrumenten nach § 13 EnWG auf den Speicher zugreifen. Der Betrieb des Speichers sollte daher im Rahmen eines unabhängigen Bilanzkreises oder des EEG-Bilanzkreises erfolgen. Die Anwendung „Entlastung des Stromnetzes“ kann nur dann erfüllt werden, wenn gleichzeitig mit dem bilanziellen Speicherbetrieb eine physikalische Netzentlastung eintritt und Maßnahmen nach § 13 EnWG oder § 11 EEG vorsorglich vermieden bzw. reduziert werden.

3.3.4.3.3 Form der Finanzierung

3.3.4.3.4 Durch Speicherbetrieb generierte Finanzierung

Der bilanzielle Betrieb des Speichers generiert unmittelbar einen Ertrag durch die Teilnahme an einem Markt (Spotmarkt, Regelenergiemarkt) und/oder spart mittelbar an anderer Stelle Kosten ein (Vermiedener Netzausbau, Reduktion der EEG-Umlage). Beides kann zunächst als mögliche Quelle für eine selbst generierte Finanzierung angesehen werden. Die unmittelbaren Einnahmen können durch den Preisunterschied an Spotmärkten und durch die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten erwirtschaftet werden. Die mittelbar generierten Erträge z. B. durch eine zeitliche Verschiebung der EEG-Einspeisung hin zu höheren Marktpreisen oder durch eine Einsparung der Kosten für Redispatch/Countertrading (§ 13 EnWG) und für Ausgleichszahlungen nach § 12 EEG können vergütet werden. Generell ist der Entfall der Härtefallregelung nach §12 EEG ein geeignetes Mittel um einen Speicherbetrieb anzureizen und die notwendige Unterscheidung des „Wertes“ von bedarfsgerecht und nicht bedarfsgerecht bereitgestelltem Strom zu differenzieren.

3.3.4.3.5 Zusätzliche Förderung

Die unmittelbar zu generierenden Erträge sind prinzipiell bereits heute Anreize für Stromspeicher. Dennoch rechnen sich viele Speicher durch die Preisspreizungen an den Märkten aufgrund der hohen Investitionskosten und geringen Auslastungen heute nicht.

Die Speicherfinanzierung kann erleichtert werden durch eine Überschreibung der mittelbar generierten Erträgen (Vermiedener Netzausbau, Reduktion der EEG-Umlage) oder im Fall der Langzeitspeicherung über verpflichtende Anteile der Rückverstromung von erneuerbarem Gas.

Sofern diese Anreize nicht ausreichen, der Bau von Stromspeichern jedoch erwünscht ist, müssen finanzielle Hilfen in Form einer finanziellen Speicherförderung (z. B. Investitionskostenzuschuss) umgesetzt werden. Nach Schätzung und Bewertung aller Einnahmen müsste individuell oder generell (vgl. Art und Umfang der Speicherförderung) ein Investitionszuschuss gewährt werden. Dieser kann als staatlicher Zuschuss oder durch ein Umlageverfahren gestaltet werden.

3.3.4.3.6 Staatlicher Zuschuss

Vorteil: direkte Kontrolle der Investitionsförderungen durch Exekutive

Nachteil: Steuermittel müssen aufgewendet werden.

3.3.4.3.7 Umlageverfahren

Vorteil: Kosten des Energiesystems werden nur auf Energieverbrauch bezogen

Nachteil: zusätzliche Kostenanteile im Strompreis führen zu Akzeptanzproblemen.

3.3.4.4 Akteure

Wie bereits unter „Entlastung der Stromnetze“ diskutiert, kommt der Netzbetreiber als Speicherbetreiber nicht in Frage. Um den Zweck der Anwendung zu erfüllen, kann prinzipiell jeder unabhängige Bilanzkreis den Speicher betreiben. Denkbar ist aber auch, dass der Betrieb von geförderten Speichern nur für EEG-Anlagenbetreiber oder von ihnen beauftragte Dritte vorbehalten ist. Die Vor- und Nachteile sind im Folgenden aufgeführt.

EEG-Anlagenbetreiber als einzige Betreiber von geförderten Speichern

Vorteile:

- höhere Akzeptanz, trotz Betrieb am Markt
- Maßnahmen nach § 12 (2) EnWG und § 11 EEG wirken als unmittelbarer finanzieller Anreiz auf den Speicherbetrieb (letzteres nur wenn § 12

EEG ausgesetzt wird und der Anschlussknoten des Speichers eine Netzentlastung ermöglicht)

- die Betrieb von Speicher in Kombination mit fluktuierender Erzeugung kann (im Fall der Direktvermarktung nach § 17 EEG) betriebswirtschaftlich optimiert werden.

Nachteil:

- Ausschluss von möglichen Akteuren, die keine Betreiber von EEG-Anlagen sind und damit auch von möglicherweise finanzkräftigen Investoren.

3.3.4.5 Lösungsvorschlag Ausschreibungsverfahren – Synergien in der Förderung von Speichern bei Netzengpässen

Der im Folgenden beschriebene Lösungsvorschlag greift das Konzept der punktuellen Förderung (vgl. 1.) auf. Dabei sollen ohne zusätzliche Investitionszuschüsse Synergieeffekte durch den Speicherbetrieb genutzt werden. Die Synergie ergibt sich durch die Nutzung des Speichers an den Märkten und Kosteneinsparungen beim Netzausbau.

3.3.4.6 Ablauf des Ausschreibungsverfahrens

1. Der Netzbetreiber leitet im ersten Schritt die Notwendigkeit eines Speichers zur besseren Ausnutzung bzw. zur Entlastung eines oder mehrerer Betriebsmittel ab (Kosten des Netzausbaus übersteigen die Kosten eines Speichers[216]; bzw. Machbarkeit eines Speichers ist höher als die eines Netzausbaus). Er gibt dafür finanzielle Mittel, welche bis zur Größenordnung des Netzausbaus reichen können, frei. Er setzt im Ausschreibungsverfahren technische Vorgaben

- für einen oder mehrere mögliche Netzanschlussknoten sowie
- die mindeste (kumulierte) Leistung für den Ladevorgang
- und die mindeste (kumulierte) Speicherkapazität eines oder mehrerer Speicher.

2. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigt die Ausschreibung, wenn alle Anforderungen erfüllt werden:

- Durch den Speicher wird der Netzausbau nachhaltig (zumindest für die Zeit der Finanzierung durch den Netzbetreiber – vgl. Finanzierung) wirksam reduziert.
- Der Kostenanteil, den der Netzbetreiber trägt (vgl. Finanzierung), ist gleich oder geringer als der entsprechende, notwendige Netzausbau.

[216] Anmerkung BBH: Allein diese Voraussetzung dürfte nicht ausreichend sein. Denn wenn der Speicher billiger als der Netzausbau ist, wäre eine Finanzierung eines Speichers über die Netzentgelte, die sonst für den Netzausbau angesetzt werden könnten, ohne Weiteres ausreichend.

3. Die anschließende Ausschreibung erfolgt gemeinsam mit EEG-Anlagenbetreiber, die von Abregelungen infolge von Engpässen in den zu entlastenden Netzbetriebsmittel betroffen sind. Die EEG-Anlagenbetreiber ergänzen die Ausschreibung nach eigenen Anforderungen entsprechend dem Geschäftsmodell für den Speicherbetrieb (vgl. Betrieb des Speichers).

4. Den Zuschlag erhalten die Anbieter, die die Kostenvorstellung sowie die technischen Anforderungen der Netzbetreiber und EEG-Anlagenbetreiber erfüllen. Rechtlich müssen dafür die Mittel des Netzausbaus freigegeben werden für die Cofinanzierung des Speichers.

3.3.4.6.1 Betrieb des Speichers

Die Verantwortung für den Speicherbetrieb haben die EEG-Anlagenbetreiber. Sie können die Geschäftsführung auch einem Dritten übergeben. Der Speicher wird in einem unabhängigen Bilanzkreis (nicht EEG-Bilanzkreis) an den Märkten betrieben. Für die EEG-Anlagenbetreiber entfallen die Ansprüche auf Ausgleichszahlungen nach der Härtefallregelung §12 EEG.

Für den Fall, dass die Steuersignale des Markts für den Speicherbetrieb nicht mit lokal auftretenden, drohenden Netzengpässen übereinstimmen, ergibt sich für den Betreiber ein Optimierungsproblem. Entweder verzichtet er auf die Vergütung der Stromerzeugung seiner EEG-Anlagen (eine Ersatzvergütung gibt es dann auch nicht mehr) oder er lädt seinen Speicher trotz höherer Marktpreise, um damit die Leitung physikalisch zu entlasten und die Einspeisung zu ermöglichen[217]. Bei drohender Abregelung bekommt er rechtzeitig vorab entsprechende Informationen und Steuersignale des Netzbetreibers[218].

3.3.4.6.2 Finanzierung des Speichers

Die EEG-Anlagenbetreiber tragen zunächst die Investitionskosten. Ein Teil der Refinanzierung erfolgt über die Erträge am Markt (unmittelbar generierte Erträge am Spot- und Regelenergiemarkt). Der andere Teil der Refinanzierung erfolgt durch eine Zahlung des Netzbetreibers. Der Anteil des Netzbetreibers entspricht höchstens den freigegeben finanziellen Mitteln, welche den Netzausbau ersetzen (mittelbar generierte Erträge).

---

[217] Votum WI: Dies würde eine räumlich extrem enge Zuordnung zwischen EEG-Anlagen und Speicher bedeuten. Bei einer solchen Regelung ist die notwendige Entlastung der Übertragungsnetze nicht mehr zwangsläufig gegeben.

[218] Anmerkung BBH: Um die Mit-Finanzierung des Speichers durch den Netzbetreiber zu rechtfertigen, muss gewährleistet werden, dass der Netzbetreiber bei Bedarf immer Zugriff auf den Speicher hat.

Eine zusätzliche finanzielle Förderung ist zunächst nicht vorgesehen. Der Staat kann jedoch um die Installation von Speichern zu fördern, das Verfahren mit Investitionszuschüssen unterstützen[219].

Vor- und Nachteile dieses Verfahrens sind unter 1. Art und Umfang der Speicherförderung und 4. Akteure beschrieben.

Weitere Vorteile dieses Verfahrens:

- Investition in Speicher erfolgt nur, wenn ausreichend Mittel zur Refinanzierung durch den Speicherbetrieb generiert werden. Es entstehen keine zusätzlichen Kosten (z. B. in der EEG-Umlage)
- Der Netzbetreiber hat die Wahl zwischen Netzausbau und Speicher, um seiner Pflicht der Integration erneuerbarer Energien nachzukommen. Dabei kann er sich für die kostengünstigere Variante entscheiden.
- Der Bau eines Speichers ist ggf. schneller zu realisieren als der Netzausbau. Die Abregelung von CO_2-frei erzeugtem Strom wird damit schneller vermieden.

3.3.4.7 Anreiz von Langzeitspeichern – Optionen Kapazitätsmarkt, Einspeisetarif und Quote

Perspektivisch werden Langzeitspeicher benötigt, um größere erneuerbare Überschüsse aufzufangen und über längere Zeiträume zu speichern. Diese Speicher werden nach ersten Abschätzungen bei idealem Netzausbau zwar erst ab 2030 benötigt (abhängig vom Szenario), dennoch ist bereits heute eine frühzeitige Technologieentwicklung notwendig, damit später die Technologie zur Verfügung steht. Da der Netzausbau nicht im technisch notwendigen Maßstab voranschreitet, kann es jedoch bereits kurzfristiger (ab 2015) Situationen ergeben, die eine EE-Langzeitspeicherung bzw. Verwertung von EE-Strom als chemische Energieträger erfordern. Langzeitspeicher unterscheiden sich von Kurzzeitspeichern in ihrer prinzipiell geringeren Auslastung, da sie deutlich weniger genutzt werden als Kurzzeitspeicher. Kurzzeitspeicher werden auf die bestehende Rhytmizität der Stromversorgung mit täglichen Zyklen ausgelegt. Diese Rhytmizität verändert sich mit steigenden EE-Anteilen hin zu längerfristigen Schwankungen, die einen Einsatz von Langzeitspeichern begünstigen. Da Langzeitspeicher nur für vergleichsweise wenige Stunden im Jahr benötigt werden (ca. 200-500 Stunden), ergibt sich durch den reinen Arbeitspreis absehbar keine Wirtschaftlichkeit im Ausgleich von saisonalen Schwankungen. Daher ist eine zusätzliche Vergütung oder Anrechnung für diese „Back-up“ Funktion notwendig, die hohe Stromausfallkosten vermeidet. Der Wert dieser Funktion ist heute noch nicht abgebildet.

Daraus kann ein Kapazitätsmarkt für (Langzeit)Speicher entstehen, der ähnlich zum heutigen Regelenergiemarkt aufgebaut ist (Arbeitspreis, Leis-

[219] Anmerkung BBH: Es wäre zu überlegen, ob nicht auch eine Förderung über die Netzentgelte in Betracht kommt.

tungspreis). Im Übergang zur regenerativ dominierten Stromversorgung bei Anteilen von 80 % EE muss entsprechend der Markt für konventionelle Kraftwerke und Speicher vollständig in einen Kapazitätsmarkt übergehen.

Dieser Übergang kann durch einen Kapazitätsmarkt, einen Einspeisetarif (bzw. Einspeisevorrang) für Speicher und Back-Up Kraftwerke oder einer Quote für erneuerbares Gas in Gaskraftwerken angereizt werden. Hierfür muss erneuerbares Gas (Wasserstoff oder Methan) rechtlich mit Biomethan gleichgestellt werden, wozu in § 3 EnWG „erneuerbares Gas (Wasserstoff, Methan)“ und Teil 6 der GasNetz-ZV analog zu Biogas zu ergänzen ist. Die Vor- und Nachteile der Optionen sind im Folgenden aufgeführt; Grundlage ist jeweils ein Anreiz ausserhalb des EEG und der Entfall der Härtefallregelung nach §12 EEG:

3.3.4.8 Kapazitätsmarkt für Back-Up-Kraftwerke und -Speicher

Vorteile:

- Finanzierung einer wichtigen Dienstleistung in einer regenerativ dominierten Energieversorgung über einen eigenen Markt bzw. der Ausweitung des Regelenergiemarktes auf längere Zeiträume (Tage, Wochen, Saisonal)
- Keine zusätzliche Finanzierung über EEG notwendig.

Nachteil:

- Zusätzlicher administrativer Aufwand (Regulierung, Aufsicht, etc.).

3.3.4.9 Einspeisetarif für chemische Energieträger aus erneuerbarem Strom (erneuerbares Gas (Wasserstoff, Methan))

Vorteile:

- Vorsorgliche Rücklage von erneuerbarer Energie für längere Zeiträume geringen EE-Angebots
- Dauerhafte Entlastung des Stromnetzes
- Investitionssicherheit für Speicherbetreiber und Speichernutzer.

Nachteile:

- Flächendeckende Förderung kann zu Fehlanreizen führen
- Kostenumlage auf Verbraucher steigt ähnlich wie bei der EEG Umlage, betrifft aber nur vergleichsweise wenige Gaskunden (ca. 20 Mio.), obwohl 60 Mio. Stromverbraucher von der wichtigen Dienstleistung einer stabilen Stromversorgung profitieren (Verteilungsgerechtigkeit)
- Fehlender Absatz zu erwarten, der bereits heute mit Biomethan sichtbar wird.

3.3.4.10 Quote für chemische Energieträger aus erneuerbarem Strom (erneuerbares Gas (Wasserstoff, Methan) und ggf. Biomethan

Ein Einspeisetarif für Biomethan / erneuerbares Gas kann die Probleme am Absatzmarkt aufgrund des geringen Gaspreises nicht lösen und nicht sicherstellen, dass regenerative Gase nach systemtechnischen und klimarelevanten Gesichtspunkten genutzt werden. Ein Einspeisetarif eröffnet Ausnahmemöglichkeiten auf der Verbraucherseite (Beispiel EEG), welche über eine gezielte Quote nicht möglich wären (Beispiel Biokraftstoffquote). Der Ersatz konventioneller Kapazität bzw. ein regenerativer Beitrag zur gesicherten Leistung hat einen hohen systemtechnischen Nutzen. Dazu verdrängen regenerative Gase in Gaskraftwerken einen fossilen Energiemix aus Kohle und Gas, der zu mehr Emissionen führt als Gasanwendungen im Wärmebereich. Demnach erfüllen regenerative Gase über die bedarfsgerechte Rückverstromung ihre Funktion als Stromspeicher. Für Biogas kann es volkswirtschaftlich günstiger sein, bestehende Gasspeicher im Gasnetz und bestehende Gaskraftwerke zur flexiblen Biogasverstromung zu nutzen, als neue Speicher- und Verstromungskapazitäten vor Ort aufzubauen (s. 3.3.3). Ebenso verhält es sich mit Hybridkraftwerken, die vor Ort erneuerbares Gas aus Wind- und Solarenergie speichern und rückverstromen.

Das Gasnetz kann darüber hinaus allgemein als Energiespeicher und Energievektor genutzt werden, um im Wärmebereich (insb. Prozesswärme) regenerative Energie einzutragen und im Verkehr eine Ergänzung zu Elektromobilität und Biokraftstoffen sein (Wind- und Solarkraftstoffe). Eine Verwertung im Verkehr ist aus Perspektive des Klimaschutzes (Verdrängung von Erdöl mit höheren Emissionen als Gas) und der Volkswirtschaft (Peak Oil erreicht als erstes den Verkehrssektor) gegenüber dem Wärmemarkt vorzuziehen. Die Nutzung dieser Energiespeicherung kann über eine Quote entsprechend zielgerecht angereizt werden.

Vorteile:

- Vorsorgliche Rücklage von erneuerbarer Energie für längere Zeiträume geringen EE-Angebots
- Entlastung des Stromnetzes
- Gezielte (produktbezogene) und flexible Verwertung von EE-Strom in allen Energiesektoren nach systemtechnischen, volkswirtschaftlichen und klimatechnischen Prioritäten
- Beitrag zur gesicherten Leistung über bestehende Infrastruktur
- Sicherung des Absatzes von Biomethan / erneuerbarem Gas
- Schaffung einer Nachfrage (verbrauchs- und marktorientiert)
- Einfache Steuerung der Förderung im Gegensatz zu einem Einspeisetarif (Erfahrung EEG).

Nachteile:

- Potentieller Konflikt von Biogas / erneuerbares Gas Vor-Ort-Verstromung über das EEG vs. Speicherung und Rückverstromung über eine Quote
- Umlage auf Strom über „BHKW Quote“ verteuert flexiblen Strom.

3.3.4.11 Erlass von Netznutzungsentgelten für regenerative Speicher

Generell kann die Investitionssicherheit für (investitionsintensive) Speicher deutlich verbessert werden, wenn die Netznutzungsentgelte in Strom- und Gasnetz für regenerative Energiespeicher dauerhaft erlassen werden.

Vorteile:

- Finanzierung neuer Speichertechnologien durch günstigen Marktzugang
- Höhere Investitionssicherheit für Speicherbetreiber und Speichernutzer.

Nachteil:

- Generelle Förderung kann zu Fehlanreizen führen und sinnlosen Speicherbetrieb hervorrufen

3.3.5 Rechtliche Aspekte der Integration von Energiespeichern (BBH)

3.3.5.1 Vergütung von Strom aus Energiespeichern nach dem EEG

Das EEG sieht aktuell in verschiedenen Vorschriften die Berücksichtigung von Speichern vor, die ausschließlich Erneuerbare Energien aufnehmen. Nach § 3 Nr. 1 EEG gelten Speicher, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln, als EEG-Anlage. Nach § 16 Abs. 3 EEG besteht die Pflicht des Netzbetreibers zur Zahlung der EEG-Vergütung auch dann, wenn der Strom aus Erneuerbaren Energien zwischengespeichert worden ist.

Der Anspruch auf eine EEG-Vergütung bezieht sich nur auf den Strom, der „zwischengespeichert worden ist“. Diese Wortwahl deutet darauf hin, dass der Vergütungsanspruch nicht für die Strommengen besteht, die aus der EEG-Anlage in den Speicher gehen, sondern lediglich für die Strommengen, die aus dem Speicher in das Netz eingespeist werden. Dies erscheint auch energiewirtschaftlich folgerichtig, da nur diese Strommengen vom Speicherbetreiber in den EEG-Bilanzkreis gestellt werden können. Demgemäß bestätigt auch die Gesetzesbegründung zu § 16 Abs. 3 EEG, dass nur der Strom zu vergüten ist, der aus dem Speicher in das Netz

ausgespeist wird.[220] Eine andere Auslegung, wonach bei der Zwischenspeicherung ein Vergütungsanspruch für den gesamten aus der EEG-Anlage in den Speicher eingebrachten Strom besteht, erscheint daher mit dem Gesetzeswortlaut und dem Sinn und Zweck der Regelung nur schwer vereinbar und wird – soweit ersichtlich – auch in Rechtsprechung und Literatur nicht vertreten.

Diese Regelung bedeutet im Ergebnis, dass die bei der Zwischenspeicherung auftretenden Speicherverluste nicht nach dem EEG vergütet werden. Dies hat zur Folge, dass ohne ein zusätzliches Förderinstrument für Speicher ein negativer Anreiz für die Zwischenspeicherung von Strom gesetzt wird. Denn durch die Zwischenspeicherung wird im Ergebnis der Vergütungsanspruch insgesamt reduziert, da sich der gesamte aus einer Anlage vergütungsfähige Strom um die Speicherverluste reduziert.

Um Anreize für die Zwischenspeicherung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu setzen, bedarf es also allein deshalb der Einführung von besonderen Förderungsinstrumenten. Nach dem aktuellen EEG sind solche Förderinstrumente als Verordnung auf der Grundlage von § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. a möglich. Denkbar wäre es freilich auch, entsprechende Förderinstrumente auf gesetzlicher Ebene bei einer Novellierung des EEG zu etablieren.

3.3.5.2 Übertragung von Strom aus EEG-Anlagen in Energiespeicher

Die Zwischenspeicherung von Strom aus Erneuerbaren Energien kann entweder in der Weise erfolgen, dass der Stromspeicher zwischen der EEG-Anlage und dem Netzverknüpfungspunkt liegt, oder in der Weise, dass der Strom aus der EEG-Anlage zunächst über das Netz der allgemeinen Versorgung an den Speicher übertragen wird.

Bei einer Übertragung der Strommengen in den Speicher über das Netz der allgemeinen Versorgung besteht allerdings das Problem, dass die Übertragung von Teilmengen aus der EEG-Anlage nach § 16 Abs. 4 EEG nicht zulässig ist. Nach § 16 Abs. 4 EEG ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, bei der Geltendmachung des EEG-Vergütungsanspruchs den gesamten in der Anlage erzeugten Strom in das Netz einzuspeisen und dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Wenn der Anlagenbetreiber nunmehr einen Teil des in der Anlage erzeugten Stroms über das Netz der allgemeinen Versorgung in einen Speicher liefern möchte, stellt er nicht mehr die gesamte in der Anlage erzeugte Menge dem Netzbetreiber zur Verfügung, sondern vermarktet diese Strommenge an den Speicherbetreiber. Damit verstößt er gegen § 16 Abs. 4 und § 17 EEG und verliert damit gemäß § 16 Abs. 5 EEG seinen Anspruch auf die EEG-Vergütung. Etwas Anderes gilt nur dann, wenn Anlagenbetreiber und Speicherbetrei-

[220] Siehe Gesetzesbegründung zum EEG, BT-Drs. 16/8148, S. 49.

ber personenidentisch sind, denn dann liegt ein nach § 16 Abs. 4 lit. b) zulässiger teilweiser Selbstverbrauch vor.

Damit besteht das Problem, dass der Anlagenbetreiber nach dem gegenwärtigen EEG bei einer teilweisen Lieferung von EEG-Strom an einen Stromspeicher über das Netz der allgemeinen Versorgung seinen Anspruch auf die EEG-Vergütung verliert, sofern Anlagenbetreiber und Speicherbetreiber nicht personenidentisch sind. Dies stellt ein nicht unerhebliches Hindernis für die Zwischenspeicherung von Strom dar. Um dieses Hindernis zu beseitigen, wäre eine gesetzliche Erweiterung der Ausnahmetatbestände in § 16 Abs. 4 Nr. a bis c EEG erforderlich. Dabei könnte etwa eine Regelung aufgenommen werden, wonach Anlagenbetreiber von ihrer Pflicht zur Lieferung der gesamten in der Anlage erzeugten Strommenge befreit werden, wenn der Strom in einen Speicher geliefert wird.

3.3.5.3 Belastungen für Stromlieferungen in und aus Energiespeichern

Für die Zwischenspeicherung von Strom ist es erforderlich, dass Strom aus der EEG-Anlage in den Stromspeicher geliefert wird. Bei einer Lieferung von Strom fallen verschiedene gesetzlich vorgegebene Belastungen an, die zu Zusatzkosten bei der Zwischenspeicherung von Strom führen können. Dies hängt insbesondere damit zusammen, dass Stromspeicher als Letztverbraucher angesehen werden können. Diese zusätzlichen Belastungen können dazu führen, dassder zwischengespeicherte Strom ungerechtfertigten Doppelbelastungen unterliegt und damit im Hinblick zu sonstigem Strom benachteiligt wird.

3.3.5.3.1 Stromsteuer

Die Stromsteuer fällt nach § 5 Stromsteuergesetz (StromStG) an, wenn von einem Versorger geleisteter Strom durch Letztverbraucher aus dem Versorgungsnetz entnommen wird. Bei Eigenerzeugung entsteht die Steuer mit der Entnahme von Strom zum Selbstverbrauch.

Die Aufnahme von Strom in einen Speicher dürfte grundsätzlich als Entnahme von Strom anzusehen sein, denn der Strom wird nicht lediglich zwischen verschiedenen Bilanzkreisen hin- und hergeschoben oder durch das Netz durchgeleitet, sondern von einem Speicher tatsächlich verbraucht, indem die elektrische Energie in eine andere speicherfähige Energieform umgewandelt wird. Dieses Ergebnis ergibt sich auch daraus, dass der Gesetzgeber ohne Weiteres davon ausging, dass der Strom in Pumpspeicherkraftwerken der Stromsteuerpflicht unterliegt.[221]

Für in Speichern umgewandelten Strom kommt jedoch eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG in Frage, wonach Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird, von der Steuer befreit ist. Grundgedanke dieser Vorschrift ist, dass bei der Stromproduktion nur das Ender-

[221] Siehe dazu Gesetzesbegründung zum StromStG, BT-Drs. 14/40, S. 11.

zeugnis von der Stromsteuer erfasst werden soll, um eine Doppelbesteuerung zu vermeiden.[222] Dies soll – gemäß der Gesetzesbegründung – u. a. auch sog. Pumpspeicherwerke betreffen, da in diesen Fällen eine aufeinanderfolgende zweifache Steuerentstehung unbillig wäre.

Die Regelungen in § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG werden durch § 12 Stromsteuerdurchführungsverordnung (StromStDV)[223] konkretisiert. Nach § 12 Abs. 1 StromStDV gilt Strom im Sinne von § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG als zur Stromerzeugung entnommen, der in Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungseinheit verbraucht wird (Nr. 1) oder der in Pumpspeicherkraftwerken von den Pumpen zum Fördern der Speichermedien verbraucht wird (Nr. 2).

Strom, der in Stromspeichern verwendet wird, dürfte nicht als Strom anzusehen sein, der in Neben- und Hilfsanlagen verbraucht wird, da die Stromerzeugung an sich auch ohne die Zwischenspeicherung erfolgen kann. Strom, der in anderen Speichern als Pumpspeichern verbraucht wird, fällt nach dem Wortlaut auch nicht unter § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStDV. Denn eine Auslegung, wonach auch andere Stromspeicher von dieser Norm erfasst sein sollen, erscheint vom Wortlaut und von der Systematik der Norm nicht tragbar.

In Betracht käme allenfalls eine analoge Anwendung des § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStDV auf sonstige Stromspeicher. Für eine planwidrige Regelungslücke könnte hier sprechen, dass andere Speichertechnologien bei Erlass des Stromsteuergesetzes und der Stromsteuerdurchführungsverordnung vom Gesetzgeber noch nicht berücksichtigt werden konnten und vom Gesetzeszweck des § 9 Abs. 1 Satz 2 StromStG, der eine Doppelbesteuerung von Strom vermeiden will, ebenso erfasst werden.

Aufgrund der ausdrücklichen Beschränkung auf Pumpspeicherkraftwerke in einer untergesetzlichen Norm erscheint es jedoch nicht als zwingend, dass auch Strom für andere Speicher als Pumpspeicher von der Stromsteuer befreit ist. Demgemäß wird nach unserer Kenntnis auch von den Hauptzollämtern teilweise vertreten, dass Strom, der für Speicher verbraucht wird, nicht von der Stromsteuer befreit ist. Zur Gleichstellung der sonstigen Stromspeicher mit Pumpspeichern erscheint deshalb eine gesetzliche Klarstellung in § 12 StromStDV unbedingt erforderlich, um Rechtsicherheit für die Errichtung von Stromspeichern zu schaffen und unbillige Doppelbelastungen zu vermeiden.

3.3.5.3.2 Netzentgelte

Bei der Lieferung von Strom aus einer EEG-Anlage in einen Speicher über das Netz für die allgemeine Versorgung fallen grundsätzlich Netzentgelte an. Denn der Speicher entnimmt Strom aus dem Netz. Da die Netzentgel-

---

[222] Siehe Gesetzesbegründung zum StromStG, BT-Drs. 14/40, S. 11.

[223] Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 9. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1885) geändert worden ist.

te transaktionsunabhängig sind, d. h. unabhängig von der Nutzung der konkreten Netzebenen (siehe § 15 StromNEV), fällt das Netzentgelt grundsätzlich in voller Höhe an. Allerdings sind nach dem 31.12.2008 in Betrieb gegangene Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie gemäß § 118 Abs. 7 EnWG von den Netzentgelten befreit. Die Befreiung ist allerdings befristet bis zum 31.12.2019. Um eine langfristige Wirtschaftlichkeitsplanung für Speicher zu ermöglichen, wäre eine längerfristige oder gar unbefristete Befreiung von den Netzentgelten wünschenswert.

3.3.5.3.3 KWK-Umlage

Nach dem KWKG sind die KWK-Zuschlagszahlungen von den betroffenen Netzbetreibern zu tragen.[224] Nach § 9 Abs. 7 KWKG sind Netzbetreiber berechtigt, die Ausgleichszahlungen bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte in Ansatz zu bringen. Damit können die Netzbetreiber die Belastungen aus den KWK-Zuschlagszahlungen an die Netznutzer weiter wälzen. Die Weiterwälzung erfolgt allerdings über die Netznutzungsentgelte. Soweit für Strom aus Speichern gemäß § 118 Abs. 7 EnWG keine Netznutzungsentgelte anfallen, dürfte also auch keine Weiterwälzung der KWK-Umlage möglich sein.

3.3.5.3.4 Konzessionsabgabe

Konzessionsabgaben werden erhoben für an Kunden gelieferte Kilowattstunden. Fraglich könnte schon sein, ob die Speicherung von Energie überhaupt einen solchen Verbrauch von Energie darstellt. Denn die Energie wird ja zu einem späteren Zeitpunkt wieder in das Netz eingespeist. Hier gelten dieselben Erwägungen wie im Rahmen der Stromsteuer, dass ein doppeltes Anfallen der Konzessionsabgabe unbedingt vermieden werden sollte. Jedenfalls für die Speicherverluste könnte allerdings die Konzessionsabgabe anfallen. Dies würde freilich einen nicht unerheblichen Abwicklungsaufwand mit sich bringen, da eine Trennung zwischen den verschiedenen Strommengen erforderlich wäre.

Fraglich ist weiterhin, ob die Konzessionsabgabe bereits deshalb entfällt, weil für Speicher nach § 118 Abs. 7 EnWG keine Netzentgelte anfallen. Hierfür könnte sprechen, dass die Konzessionsabgabe nach § 4 Abs. 1 Satz 1 KAV in den Entgelten für den Netzzugang auszuweisen ist.

Teilweise wird – ohne nähere Erklärung – darauf abgestellt, dass sich aus § 4 Konzessionsabgabenverordnung (KAV) ohne Weiteres ergebe, dass die Konzessionsabgaben Bestandteil der Netzentgelte seien. Eine fehlende Zuordnung zum entsprechenden Preisbestandteil würde dazu führen, dass die Konzessionsabgaben ihren wettbewerbsneutralen Charakter ver-

[224] Dabei findet ein Ausgleich zwischen den Netzbetreibern statt, so dass jeder Netzbetreiber relativ einen gleichen Anteil an Belastungen aus den KWK-Zuschlägen tragen muss.

lören.[225] Für eine Berücksichtigung der Konzessionsabgabe als Bestandteil der Netzentgelte könnte auch sprechen, dass die Konzessionsabgaben nach § 11 Abs. 2 Satz 1 AReGV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen der Erlösobergrenzen gehören und nach § 17 Abs. 1 ARegV die Erlösobergrenzen in Netzentgelte umgesetzt werden. Auch spricht § 21 a Abs. 3 Satz 3 EnWG als Grundnorm für eine kostenorientierte Entgeltbildung explizit von Abgaben, die im Rahmen einer Regulierungsperiode zu Veränderungen der Netzentgeltbildung führen können, was wohl auch für Konzessionsabgaben gilt.

Gegen die Einordnung der Konzessionsabgaben als Netzentgelte spricht allerdings das System des Konzessionsabgabenrechts. Denn Konzessionsabgaben werden im Verhältnis von Gemeinde und Netzbetreiber fällig. Sie sind Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen. Dabei werden Konzessionsabgaben grundsätzlich vertraglich vereinbart, § 48 EnWG stellt nur eine nachrangige gesetzliche Verpflichtung zur Zahlung von Konzessionsabgaben dar. Insofern wird auch im EnWG zwischen dem Begriff der Konzessionsabgaben und der Netzentgelte begrifflich unterschieden. Zudem wird in § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 KAV im Rahmen des Kommunalrabatts darauf abgestellt, dass dieser in den „Rechnungsbetrag für den Netzzugang“ offen ausgewiesen werden muss. Dies kann so verstanden werden, dass damit nur klargestellt wird, dass die Konzessionsabgabe wie auch der Kommunalrabatt nur ein Bestandteil des Rechnungsbetrages für den Netzzugangsentgeltes sind, nicht aber ein Bestandteil des Netzentgeltes selbst. Schließlich spricht gegen eine eindeutige Zuweisung der Konzessionsabgaben zu den Netzentgelten, dass der Sinn und Zweck des § 4 Abs. 1 KAV wohl Transparenz für den Endverbraucher und Netznutzer ist. Dies erfordert aber nicht eine Zuweisung der Konzessionsabgabe als Bestandteil des Netzentgelts.

Im Ergebnis erscheint es offen, ob die Konzessionsabgaben für zwischengespeicherten Strom anfallen oder nicht. Rechtsprechung liegt zu dieser Frage – soweit ersichtlich – nicht vor. Zwar sprechen aus unserer Sicht die besseren Argumente dafür, dass die Konzessionsabgabe für zwischengespeicherten Strom nicht anfällt. Für größere Rechtssicherheit wäre es aber sicherlich sinnvoll, wenn auch im Hinblick auf die Konzessionsabgabe für zwischengespeicherten Strom eine gesetzliche Klarstellung erfolgen würde.

3.3.5.3.5 EEG-Umlage

Bei der Lieferung von Strom aus einer EEG-Anlage in einen Speicher könnte die EEG-Umlage anfallen. Nach § 37 Abs. 1 EEG i.V.m. § 3

[225] Kermel in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Anh. § 48 EnWG, KAV § 4 Rn. 2.

Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV)[226] ist die EEG-Umlage fürSTrom zu zahlen, der an Letztverbraucher geliefert wird. Der Speicher könnte als Letztverbraucher von Strom angesehen werden, da der Speicher den Strom selbst verbraucht. Dann müsste derjenige, der den Strom an den Speicher liefert, EEG-Umlage abführen. Etwas Anderes würde nur dann gelten, wenn es sich um eine Eigenversorgung handelt.[227] Diese kann bei einer Stromnutzung in einem Speicher dann vorliegen, wenn der (liefernde) EEG-Anlagenbetreiber und der (nutzende) Speicherbetreiber personenidentisch sind, was jedoch nicht immer der Fall sein wird.

Für einen Verbrauch des Stroms durch den Speicher spricht dabei, dass der Strom in dem Speicher in eine andere Energie umgewandelt wird und insofern von dem Speicher genutzt wird. Gegen einen Verbrauch kann vorgebracht werden, dass der Strom zu einem späteren Zeitpunkt wieder in das Netz eingespeist wird und letztendlich erst danach von einem Dritten verbraucht wird. Allerdings würde dann jedenfalls der Strom, der durch die Speicherverluste verloren geht, vom Speicherbetreiber verbraucht.

Ähnlich wie bei der Stromsteuer wäre die Zahlung der EEG-Umlage für den an den Speicher gelieferten Strom jedoch zweckwidrig, da dann die EEG-Umlage doppelt anfallen würde, nämlich einmal bei der Lieferung des Stroms an den Speicher und einmal bei der Lieferung des Stroms aus dem Speicher an den Letztverbraucher.

Parallel zur Argumentation nach dem StromStG könnte man also argumentieren, dass die EEG-Umlage für Strom zur Stromerzeugung nicht anfallen soll, um ein doppeltes Anfallen zu verhindern. Eine solche Position wird im Ergebnis in der VDN-Verfahrensbeschreibung vertreten, wonach der Betriebsverbrauch eines EVU nicht als Letztverbrauch gewertet wird und daher nicht EEG-umlagepflichtig ist.[228] Dieses Ergebnis erscheint energiewirtschaftlich sinnvoll. Um eine Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage sicher auszuschließen, ist jedoch eine Klarstellung im Hinblick auf von Speichern genutzten Strom empfehlenswert.

3.3.6 Rechtliche Aspekte der Marktprämie: Umsatzsteuer

3.3.6.1 Ausgangslage

Nach dem aktuellen EEG-Vergütungsmodell liefert der EEG-Anlagenbetreiber in der Regel den Strom an den Netzbetreiber und erhält dafür vom Netzbetreiber eine feste EEG-Vergütung. Der **Anlagenbetrei-**

---

[226] Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101).

[227] Vgl. dazu die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 15/2864, S. 49, zu § 14 Abs. 7 EEG, die wegen der Übernahme der Vorschrift in § 37 Abs. 6 weiter gilt; dazu *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 37 Rn. 44 ff.

[228] Beschreibung der Abwicklung des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtes der Erneuerbaren Energien im Strombereich (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG) vom 21.07.2004 durch den VDN – EEG-Verfahrensbeschreibung – vom 15.02.2005 (Version 1.1).

ber ist grundsätzlich **Unternehmer im Sinne des § 2 Abs. 1 UStG**[229] (Umsatzsteuergesetz).[230] Das Betreiben einer solchen Anlage durch einen sonst nicht unternehmerisch tätige Person ist unabhängig von der leistungsmäßigen Auslegung der Anlage und den entstehenden Stromüberschüssen eine nachhaltige Tätigkeit und begründet die Unternehmereigenschaft (Abschn. 2.5 Abs. (1) Satz 2 UStAE[231]).[232]

Da in dem Verhältnis Anlagenbetreiber zu Netzbetreiber eine Lieferung von Strom im Sinne des § 3 Abs. 1 UStG vorliegt und eine Steuerbefreiung nicht einschlägig ist, ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, die Einspeisevergütung der Umsatzsteuer zu unterwerfen. Diese ausgewiesene Umsatzsteuer zahlt der Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber, und der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, diese Steuer an das zuständige Finanzamt abzuführen (§ 18 UStG).

Auf der zweiten Stufe des Ausgleichsmechanismus wird der EEG-Strom vom Netzbetreiber an den Übertragungsnetzbetreiber geliefert. Auch darin liegt eine umsatzsteuerbare und umsatzsteuerpflichtige Lieferung von Strom.

Auf der dritten Stufe des Ausgleichsmechanismus vermarktet der ÜNB den EEG-Strom in einem umsatzsteuerpflichtigen Vorgang an der Börse an Dritte. Außerdem gibt der ÜNB die Mehrkosten aus dem EEG in Form der EEG-Umlage an die Stromlieferanten weiter. Die Weiterreichung der Mehrkosten ist nicht umsatzsteuerbar, denn es liegt keine Lieferung vor, sondern lediglich die Erhebung von Mehrkosten (Abschnitt 1.7 Abs. (2) UStAE).

Auf der vierten Stufe des Ausgleichsmechanismus erheben die Stromlieferanten die EEG-Umlage von den Letztverbrauchern im Rahmen der Stromlieferung. Da es sich dabei um einen umsatzsteuerbaren Vorgang handelt und die EEG-Umlage Teil des Entgelts ist, unterliegt die EEG-Umlage auch der Umsatzsteuer (§ 10 Abs. 1 UStG).

Nach dem vorgeschlagenen Marktprämienmodell kann der Anlagenbetreiber (der Unternehmer im Sinne des UStG ist) neben der Einspeisung oder dem dezentralen Verbrauch, den Strom auch an einen dritten Stromhändler oder einen dritten Letztverbraucher vermarkten und hierfür eine Vergütung in Höhe des Marktpreises erhalten. Bei der Lieferung des Stroms an

---

229 Umsatzsteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. Februar 2005 (BGBl. I S. 386), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 24. März 2011 (BGBl. I S. 453) geändert worden ist.

230 Siehe dazu Erlass des BMF vom 1. April 2009, Az. IV B 8 – S 7124/07/10002, S. 1 f.

231 Umsatzsteuer-Anwendungserlass vom 1. Oktober 2010, BStBl I S. 846.

232 Zwar könnte ein Anlagenbetreiber als sog. Kleinunternehmer auf eine Veranlagung gemäß § 19 UStG verzichten und damit eine Umsatzsteuerbefreiung geltend machen, wenn sein Umsatz im vorangegangenen Kalenderjahr 17.500 Euro nicht überstiegen hat und im laufenden Kalenderjahr 50.000 Euro voraussichtlich nicht übersteigen wird. Diese Möglichkeit bleibt hier jedoch außer Betracht, da Kleinstanlagenbetreiber kaum die Marktprämie wahrnehmen werden und zudem fraglich ist, ob Anlagenbetreiber davon nicht auf die Umsatzsteuerbefreiung verzichten, um den Vorsteuerabzug geltend machen zu können.

den Stromhändler oder den dritten Letztverbraucher handelt es sich um eine **umsatzsteuerpflichtige Lieferung**. Es wird vorliegend davon ausgegangen, dass die Marktprämie nicht für Strom gezahlt wird, der vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht wird.[233]

Zusätzlich hat der Anlagenbetreiber daneben gegen den Netzbetreiber einen Anspruch auf die Zahlung einer Marktprämie, die die Mehrkosten aus der Erzeugung Erneuerbarer Energien (sowie weiterer Faktoren) ausgleicht. Eine (tatsächliche) Stromlieferung vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber erfolgt dagegen nicht mehr. Die Kosten aus der Marktprämie wird der Netzbetreiber an den Übertragungsnetzbetreiber weiterreichen. Über das EEG-Konto werden die Kosten aus der Marktprämie über letztverbraucherbeliefernde EVU an die Letztverbraucher weiter gereicht.

3.3.6.2 Problemstellung

Fraglich ist, ob die Zahlung der Marktprämie durch den Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber bei einer Vermarktung des Stroms an einen dritten Stromhändler der Umsatzsteuer unterliegt. Dies erscheint fraglich, da im Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber kein (tatsächlicher) Leistungsaustausch vorliegt.

Sofern keine Umsatzsteuerpflicht bestünde, könnte dies vor dem Hintegrunrd problematisch sein, dass durch die Umstellung der Vergütungsmodells von der EEG-Vergütung auf die Marktprämie eine **Reduzierung des Umsatzsteueraufkommens** erfolgt. Dies sollte wohl vermeiden werden, damit die Marktprämie nicht mittelbar zu einer Reduzierung des Steueraufkommens in Deutschland führt. Es sollte außerdem ausgeschlossen werden, dass der Vorsteuerabzug für Anlagenbetreiber berührt wird.

3.3.6.3 Steuerbarkeit[234] der Marktprämie im Verhältnis Anlagenbetreiber - Netzbetreiber

Fraglich ist zunächst, ob zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber ein Leistungsaustausch stattfindet, bei dem die Marktprämie ein Teil des Entgelts des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber darstellt. Daraufhin ist zu prüfen, ob es sich bei der Marktprämie um das Entgelt eines Dritten handelt.

---

233 Ob und inwieweit die Marktprämie für selbst verbrauchten Strom gezahlt werden sollte und welche Auswirkungen dies auf das Modell hätte, sollte noch einmal gesondert geprüft werden.

234 Der Begriff der Steuerbarkeit bedeutet im Umsatzsteuerrecht, dass eine Entgeltzahlung grundsätzlich der Umsatzsteuer unterliegt. Sofern eine Steuerbarkeit bejaht wird, kommt nach der Systematik des UStG unter bestimmten Voraussetzungen eine Befreiung von der Umsatzsteuer in Betracht.

3.3.6.3.1 Leistungsaustausch

Das Umsatzsteuerrecht knüpft die Steuerbarkeit grundsätzlich an einen Leistungsaustausch. Leistungen im Sinne des Umsatzsteuerrechtrechts sind „**Lieferungen und sonstigen Leistungen**, die ein Unternehmer im Inland gegen Entgelt im Rahmen seines Unternehmens ausführt“ (§ 1 Abs. 1 Nr. 1 UStG). Im Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber besteht kein (tatsächliches) Leistungsverhältnis, da der Anlagenbetreiber den Strom physikalisch nicht an den Netzbetreiber, sondern an den Stromhändler liefert. Es liegt auch keine sog. kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung (entsprechend § 8 abs. 2 EEG) vor, da die gesamte erzeugte Strommenge nicht gegenüber dem Netzbetreiber abgerechnet werden soll (vgl. Abschnitt 2.5 Abs. (2) UStAE).

3.3.6.3.2 Nicht steuerbarer Zuschuss versus Entgelt eines Dritten

Eine Umsatzsteuerpflicht der Zahlung der Marktprämie könnte sich aber auch daraus ergeben, dass die Zahlung der Marktprämie der umsatzsteuerpflichtigen Lieferung des Anlagenbetreibers an den Stromhändler zuzurechnen ist. Nach § 10 Abs. 1 UStG bestimmt sich der Umsatz bei Lieferungen und sonstigen Leistungen nach dem Entgelt. Dabei gilt als Entgelt alles, was der Leistungsempfänger aufwendet, um die Leistung zu erhalten. Zum Entgelt gehört auch, **„was ein anderer als der Leistungsempfänger dem Unternehmer für die Leistung gewährt“** (§ 10 Abs. 1 Satz 3 UStG). Die Marktprämie könnte somit durch den Netzbetreiber für die Lieferung des Stroms erbracht worden sein, den der Anlagenbetreiber an den Stromhändler geliefert hat. Die Marktprämie könnte also als zusätzliches Entgelt eines Dritten aufzufassen sein (Abschnitt 10.2 Abs. (3) UStAE).

Das „zusätzliche Entgelt“ eines Dritten ist abzugrenzen von sog. „nicht steuerbaren (steuerfreien) Zuschüssen“, die nicht der Umsatzsteuer unterfallen. Ein zusätzliches Entgelt soll vorliegen, wenn der *Leistungsempfänger* einen Rechtsanspruch darauf hat, die Zahlung in Erfüllung einer öffentlich-rechtlichen Verpflichtung gegenüber dem Leistungsempfänger oder zumindest im Interesse des Leistungsempfängers gewährt wird[235]. Es komme darauf an, ob es sich um „für die Leistung“ gewährte Zahlungen handelt[236]. Wenn die Voraussetzungen für ein zusätzliches Entgelt gegeben sind, spielt es keine Rolle, ob der Zuschuss das gesamte Entgelt oder nur einen Teil von ihm ausmacht.[237].

Nach dem Umsatzsteuer-Anwendungserlass liegt ein zusätzliches Entgelt etwa auch dann vor, wenn die Zahlung die Entgeltzahlung des Leistungsempfängers ergänzt und sie damit preisauffüllenden Charakter hat[238]. Die Zahlung diene der Preisauffüllung, wenn sie den erklärten Zweck hat, das

---

[235] Schwarz in: Vogel/ Schwarz, UStG, § 10 UStG Rz. 183a.

[236] Schwarz in: Vogel/ Schwarz, UStG, § 10 UStG Rz. 184.

[237] Schwarz in: Vogel/ Schwarz, UStG, § 10 UStG Rz. 188.

[238] Abschnitt 10.2 Abs. (5) UStAE

Entgelt für die Leistung des Zahlungsempfängers an den Leistungsempfänger auf die nach Kalkulationsgrundsätzen erforderliche Höhe zu bringen und dadurch das Zustandekommen eines Leistungsaustauschs zu sichern oder wenigstens zu erleichtern[239].

Nicht steuerbare Zuschüsse liegen demgegenüber vor, wenn die Zuwendungen nicht an bestimmte Leistungen anknüpfen, sondern unabhängig von einer bestimmten Leistung gewährt werden, um dem Empfänger etwa die Mittel zu verschaffen, die er z.B. für die Erfüllung von im allgemeinen öffentlichen Interesse liegende Aufgaben benötigt.[240] Dabei spreche eine allgemeine Förderung der Tätigkeit oder des Leistenden für einen Zuschuss.[241] Dies gelte etwa bei der Gewährung von Vorteilen in Form von Subventionen, Beihilfen, Förderungsprämien, Geldprämien, die der leistende Unternehmer für seine im allgemeinen Interesse liegende Tätigkeit erhält.

Des Weiteren soll ein nicht steuerbarer Zuschuss vorliegen, wenn die Zahlungen nicht an bestimmte Umsätze anknüpfen, sondern unabhängig von einer bestimmten Leistung gewährt werden, weil der leistende Unternehmer (Leistungsempfänger) einen Anspruch auf die Zahlung hat oder weil in Erfüllung einer öffentlich-rechtlichen Verpflichtung bzw. im überwiegenden öffentlich-rechtlichen Interesse an ihn gezahlt wird[242].

Die Marktprämie wird pro an den Dritten gelieferter kWh gewährt und hat somit einen starken Bezug zur Lieferung des Stroms bzw. zur Leistung. Dies könnte dafür sprechen, dass es sich bei der Marktprämie um das Entgelt eines Dritten handelt.

Andererseits ist sehr fraglich, ob der Leistungsempfänger, also hier der Stromhändler, einen Anspruch auf die Marktprämie hat, denn der Anspruch besteht wohl eher für den Anlagenbetreiber. Die Marktprämie dient der Förderung des Anlagenbetreibers, um das allgemeine Interesse des Ausbaus der Erneuerbaren Energien voranzubringen. Demgegenüber kauft der Stromhändler den Strom zu Marktpreisen und muss dafür nicht weniger zahlen als bei einem Stromerwerb von einem Dritten. Da zudem die Höhe der EEG-Vergütungen und damit auch der Marktprämie im Gesetzgebungsverfahren anhand der Investitions- und Betriebskosten einer Anlage ermittelt werden, dient die Marktprämie wohl eher einem überwiegenden öffentlichen Interesse als dem Interesse des Leistungsempfängers. Demgemäß kann man die Marktprämie auch als eine Art von Investitionszuschuss ansehen, der dann als echter Zuschuss angesehen würde.

Im Ergebnis spricht unseres Erachtens einiges dafür, dass es sich bei Auszahlung der Marktprämie vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber

---

239 Als Beispiel wird die Erstattung von Fahrgeldausfällen für die unentgeltliche Beförderung Behinderter genannt.

240 Schwarz in: Vogel/ Schwarz, UStG, § 10 UStG Rz. 187.

241 Schwarz in: Vogel/ Schwarz, UStG, § 10 UStG Rz. 187.

242 Abschnitt 10.2 Abs. (7) UStAE.

um ein umsatzsteuerpflichtiges Entgelt eines Dritten im Sinne von § 10 Abs. 1 Satz 3 UStG handelt. Damit würde die Zahlung der Marktprämie vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber der Umsatzsteuer unterfallen. Es bestehen unseres Erachtens aber auch gute Argumente dafür, dass das BMF oder ein Gericht eine andere Auffassung vertreten könnten und die Marktprämie als echten Zuschuss ansehen, der nicht der Umsatzsteuer unterliegt.

3.3.6.3.3 Hin- und Herlieferung des Stroms

Es kann weiterhin ausgeschlossen werden, dass die Finanzverwaltung in Entsprechung der Ausführung zur Umsatzsteuerpflichtigkeit beim Direktverbrauch nach § 33 Abs. 2 EEG (Abschnitt 2.5 Abs. (6) UStAE) oder bei KWK-Anlagen im Zusammenhang mit dem dezentralen Verbrauch nach § 4 Abs. 3a KWKG (Abschnitt 2.5 Abs. (7) UStAE) auch bei der zukünftigen Marktprämie im Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber eine Leistungsbeziehung unterstellt, indem eine **fiktive Hin- und Rücklieferung** des Stroms zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber angenommen wird. Umsatzsteuerlich wird derzeit in diesen Fällen von der Finanzverwaltung angenommen, dass - soweit eine Vergütung nach dem EEG oder ein Zuschlag nach dem KWKG in Anspruch genommen wird - der gesamte erzeugte Strom und dezentral verbrauchte Strom zunächst an den Netzbetreiber geliefert wird und von diesem an den Anlagenbetreiber zurückgeliefert wird. Erst anschließend erfolgt der Direktverbrauch, d.h. der Selbstverbrauch oder (bei einer KWK-Anlage) die Belieferung an einen Dritten.

Für die Annahme einer fiktiven Hin- und Herlieferung spricht, dass der Anlagenbetreiber auch bei der Marktprämie – vergleichbar zur Förderung nach § 33 Abs. 2 EEG und für den Direktverbrauch nach dem KWKG – eine Förderung nach dem EEG (bzw. nach dem KWKG) für erzeugten Strom erhält.

Andererseits wird die Fiktion einer Hin- und Herlieferung auch als kritisch eingestuft. Gerichtliche Entscheidungen zur Vereinbarkeit dieser Regelung mit deutschem und europäischen recht liegen bislang nicht vor. Ein wesentlicher Unterschied zwischen Marktprämie und § 33 Abs. 2 EEG besteht außerdem darin, dass der Anlagenbetreiber bei § 33 Abs. 2 EEG den Strom überhaupt nicht an Dritte liefert, sondern selbst verbraucht.[243] Es findet also überhaupt keine Lieferung des Stroms statt. Demgegenüber liefert der Anlagenbetreiber beim Marktprämienmodell den Strom tatsächlich an einen dritten Stromhändler. In diesem Verhältnis liegt also eine umsatzsteuerpflichtige Lieferung vor. Insofern erscheint aus unserer Sicht eine Übertragbarkeit der umsatzsteuerlichen Behandlung zu § 33 Abs. 2 EEG auf die Marktprämie eher fraglich.

[243] In Einzelfällen findet auch eine Lieferung an Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe statt. In diesem Lieferverhältnis entfällt die Umsatzsteuerpflicht vielfach, weil die Stromlieferung als Nebenleistung zur Vermietung von Räumen erbracht wird.

3.3.6.4 Auswirkungen auf Umsatzsteueraufkommen und Vorsteuerabzug

Letztlich ist die Frage nach der Umsatzsteuer auf die Marktprämie für das Umsatzsteueraufkommen und die Frage des Vorsteuerabzugs für die Anlagenbetreiber jedoch unerheblich. Denn das Umsatzsteueraufkommen des Staates und die Möglichkeit des Vorsteuerabzugs für den Anlagenbetreiber im Hinblick auf die Kosten des Erwerbs der EEG-Anlage sind vollkommen unabhängig davon, ob die Marktprämie der Umsatzsteuer unterliegt oder nicht.

Für den Staat ist die Erhebung der Umsatzsteuer auf die Marktprämie zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber oder auf die Hin- und Herlieferung des Stroms zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ein aufkommensneutraler Vorgang. Denn Anlagenbetreiber und Netzbetreiber sind Unternehmer im Sinne des Umsatzsteuerrechts, so dass den Umsatzsteuerzahlungen immer ein entsprechender Anspruch auf Vorsteuerabzug gegenübersteht, der eine Umsatzsteuereinnahme wieder ausgleicht. Schlussendlich wird die Marktprämie aber über das EEG-Konto gegenüber den Letztverbrauchern weiterbelastet, die hierauf gegenüber ihrem Letztversorger die Umsatzsteuer schulden. Insofern ist die Umsatzsteuer auf den

Anders war hingegen die Frage des Direktverbrauchs nach § 33 Abs. 2 EEG zu bewerten, wo ohne Umsatzsteuerpflichtigkeit auf den an den Anlagenbetreiber fiktiv zurück gelieferten Strommengen ein tatsächlicher Umsatzsteuerausfall im Hinblick auf das Entgelt für den zurück gelieferten Strom eingetreten wäre, da der Anlagenbetreiber diese Strommengen als Privatperson und nicht für unternehmerische Zwecke verbraucht. Zudem wäre der Vorsteuerabzug für den Anlagenbetreiber gefährdet gewesen, da der Anlagenbetreiber bei einem reinen Privatverbrauch keine steuerbaren Umsätze mehr hätte.

Da die Erhebung der Umsatzsteuer auf die Marktprämie ein aufkommensneutraler Vorgang für den Staat ist und zudem für Anlagenbetreiber keine Auswirkungen auf den Vorsteuerabzug im Hinblick auf die Investitionen in die Anlage hat, dürfte aus Sicht des Bundesfinanzministeriums sowie aus Sicht der Anlagenbetreiber kein unmittelbares Interesse an einer Umsatzsteuerpflicht auf die Marktprämie bestehen.

3.3.7 Vertragliche Vereinbarungen zur Steuerung des Einspeiseverhaltens

Eine bedarfsgerechte Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen kann grundsätzlich auch durch vertragliche Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber erreicht werden. In solchen Vereinbarungen kann sich der Anlagenbetreiber etwa verpflichten, in bestimmten Situationen einer Netzüberlastung die Anlage vom Netz zu nehmen. Der

Anlagenbetreiber kann eine Vereinbarung zur Steuerung der Erneuerbare-Energien-Anlage auch mit dem ÜNB treffen, so dass der ÜNB etwa in Zeiten negativer Preise zu einer Abregelung der Anlage gegen Zahlung eines Entgelts berechtigt sein kann.

Derartige Vereinbarungen sind nicht unbeschränkt zulässig. Neben den allgemeinen zivilrechtlichen Wirksamkeitserfordernissen für derartige Vereinbarungen enthält auch das EEG in § 4 Abs. 2 eine wichtige Einschränkung für die Wirksamkeit von Vereinbarungen zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern.

Nach § 4 Abs. 2 EEG darf von den Bestimmungen dieses Gesetzes unbeschadet des § 8 Abs. 3 nicht zu Lasten der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers und des Netzbetreibers abgewichen werden. Auch wenn die Vorschrift nach ihrem Wortlaut voraussetzt, dass eine Benachteiligung von Anlagenbetreiber *und* Netzbetreiber erfolgt, ist gleichwohl davon auszugehen, dass die Vorschrift so auszulegen ist, dass auch eine nachteilige Abweichung zu Lasten eines Beteiligten ausreichend ist.[244] Dies bedeutet, dass vertragliche Vereinbarungen, die zu Lasten des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers gegen die Vorgaben des EEG verstoßen, in der Regel unzulässig und unwirksam sind.[245]

Nach dem EEG besteht gemäß § 8 Abs. 1 EEG ein Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien zugunsten der Anlagenbetreiber gegen die Netzbetreiber. Durch eine mögliche Abregelungsvereinbarung zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber wird zu Lasten des Anlagenbetreibers von diesem Abnahmevorrang abgewichen. Denn der Strom aus Erneuerbaren Energien kann im Falle einer Abregelung durch den Netzbetreiber nicht mehr vorrangig eingespeist werden. Insofern liegt in einer Vereinbarung zwischen einem EEG-Anlagenbetreiber und einem Netzbetreiber eine negative Abweichung von den Vorgaben des EEG.

§ 4 Abs. 2 EEG lässt allerdings ausdrücklich Vereinbarungen nach § 8 Abs. 3 EEG zu. Nach § 8 Abs. 3 EEG bestehen die Verpflichtungen nach § 8 Abs. 1 EEG nicht, soweit Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zur besseren Integration der Anlage in das Netz ausnahmsweise vertraglich vereinbaren, vom Abnahmevorrang abzuweichen. Zweck einer nach § 8 Abs. 3 EEG zulässigen Vereinbarung muss also die bessere Netzintegration sein. Eine bessere Netzintegration dürfte grundsätzlich verlangen, dass Restriktionen des Netzes eine Abregelung der Anlage erfordern.

Vereinbarungen zur Abregelung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen können allerdings auch aus anderen Gründen als der Netzintegration erfolgen. Eine Abregelung von Anlagen kann etwa auch erfolgen, um eine bessere Vermarktung des Stroms zu ermöglichen. In diesem Fall

---

[244] *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 4 Rn. 18; *Lehnert* in: Altrock/ Oschmann/ Theobald, EEG, 3. Auflage (im Erscheinen), § 4 Rn. 27.

[245] Siehe dazu ausführlich *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 4 Rn. 12 ff., *Reshöft* in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 4 Rn. 17 ff.

dürfte die Abregelung der Anlage nicht der besseren Netzintegration, sondern der Integration der Erneuerbaren Energien in den Markt, also der Marktintegration, dienen. Bei Vereinbarungen, die allein der Marktintegration dienen, ist fraglich, ob diese gemäß § 8 Abs. 3 EEG zulässig sind. Nach unserer Auffassung sind Vereinbarungen, die allein der Marktintegration dienen, aufgrund des Wortlauts des § 8 Abs. 3 EEG nicht von dieser Vorschrift erfasst.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass vertraglichen Vereinbarungen zur bedarfsgerechten Steuerung von EEG-Anlagen nach den gegenwärtigen rechtlichen Vorgaben in § 4 Abs. 2 EEG sehr enge rechtliche Grenzen gesetzt werden. Vereinbarungen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber sind insbesondere grundsätzlich nur dann zulässig, soweit dadurch nicht die Rechte von Anlagenbetreibern zur vorrangigen Einspeisung des Stroms verletzt werden. Ausnahmen vom Einspeisevorrang können nach § 8 Abs. 3 EEG nur dann vereinbart werden, wenn dies der besseren Netzintegration der Anlage dient.

Ob eine Erweiterung der vertraglichen Vereinbarungen zur Steuerung des Einspeiseverhaltens sinnvoll ist, erscheint fraglich. Für die Notwendigkeit solcher Vereinbarungen könnte zwar vorgebracht werden, dass dadurch auf flexible und individuelle Weise zweckmäßige Lösungen zwischen den Beteiligten gefunden werden können. Gegen vertragliche Vereinbarungen könnte jedoch sprechen, dass dadurch der Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien ausgehöhlt werden kann und damit die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien insgesamt reduziert wird.

Sollte eine Erweiterung vertraglicher Vereinbarungen in Zukunft beabsichtigt sein, müsste in § 8 Abs. 3 EEG klarstellend aufgenommen werden, dass auch Vereinbarungen zur Marktintegration zulässig sind. Um das Missbrauchspotential für vertragliche Vereinbarungen zu verringern, könnten dabei etwa auch weitere Vorgaben gemacht werden, wonach z. B. konkrete Kriterien für die energiewirtschaftliche Zweckmäßigkeit einer Vereinbarung zur Voraussetzung der Wirksamkeit einer Vereinbarung aufgestellt würden.

Unabhängig von den Vorgaben in § 4 Abs. 2 EEG können vertragliche Vereinbarungen zur Steuerung der Stromerzeugung im Rahmen der Direktvermarktung von Strom geschlossen werden. Darin kann sich der Anlagenbetreiber gegenüber einem Stromhändler zu einer bestimmten zeitlichen Steuerung der Einspeisung verpflichten. Derartige Vereinbarungen sind unseres Erachtens von § 4 Abs. 2 EEG nicht erfasst, da mit derartigen Vereinbarungen nicht vom Einspeisevorrang gegenüber dem Netzbetreiber abgewichen wird und das EEG darüber hinaus die Direktvermarktung gemäß § 17 EEG ausdrücklich zulässt.

3.4 Übersicht der Handlungsempfehlungen

ISI, IWES, IZES, BBH: Einführung einer gleitenden Marktprämie. Im Bereich der Förderung der Direktvermarktung wird die Einführung einer gleitenden Marktprämie unter der Vorgabe einer geringen zusätzlichen Kostenbelastung[246] von Fraunhofer ISI, BBH, Fraunhofer IWES und IZES empfohlen. Während ISI ausdrücklich auch eine Einbeziehung fluktuierender Energieträger befürwortet, wird die Beteiligung fluktuierender Energieträger von IWES kritisch gesehen [247].

IWES, BBH: Empfehlungen zur bedarfsgerechten Einspeisung von Biomasseanlagen

IWES, BBH: Einführung einer Technologiekomponente für regelbare Anlagen. Parallel zu einer Einführung einer Marktprämie für regelbare EE (Biogasanlagen u. a.) ist ein Investitionszuschuss (Technologiekomponente) notwendig, um die Anlagen zu flexibilisieren. Dies wird als notwendig erachtet, da die derzeitigen Preisunterschiede am Spotmarkt nicht ausreichen in diese Techniken zu investieren und der Markt keine Investitionssicherheit bietet. Zusätzlich wird vermutet, dass es mittelfirstig vorwiegend durch die Einspeisung von PV zu einer Reduzierung der Preisunterschiede am Spotmarkt kommt.

IWES: Überprüfung der Möglichkeiten zur Finanzierung flexibler Biomasseanlagen über andere Märkte/Instrumente. Es sollten andere Finanzierungsmöglichkeiten (KfW-Förderkredite, Regelleistungserlöse, Ausgleichszahlungen im Rahmen des Einspeisemanagement, u.a.) überprüft werden, inwiefern dadurch die Belastung der EEG-Umlagen durch eine Kapazitäts-Komponente reduziert werden kann.

IWES: Einführung einer Merit-Order für das Einspeisemanagement für eine bevorzugte Abregelung flexibler Biomasseanlagen innerhalb der EEG-Vergütung. Biomasseanlagen die über die entsprechende Flexibilität verfügen, sollte grundsätzlich vorrangig gegenüber anderen EEG-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagement abregelt werden, da durch eine nachträgliche Einspeisung bzw. Einspeiseverlagerung somit die Gesamteinspeisung EE (fast) nicht vermindert wird. Neben der Teilnahme von regelbare Biogas- und Pflanzenöl-Anlagen ist auch eine Ausweitung einer derartigen Regelung auf Holzheizkraftwerke zu überprüfen.

IWES: Überprüfung vergleichbarer Rahmenbedingungen für Biomasseanalgen in der Direktvermarktung (Maßnahmen nach § 13

246 IZES befürwortet die Einführung einer optionalen gleitenden Marktpreise jedoch nur unter der Maßgabe einer näherungsweise Kostenneutralität für die EEG-Umlage

247 Votum IWES: Die Einführung einer Marktprämie für Wind- und PV-Anlagen wird aus folgenden Punkten kritisch gesehen: 1.Die Vorrangregelung ist im Zusammenhang mit negativen Preisen nicht mehr gewährleistet 2. Es ist zu prüfen ob individuelle Profilfaktoren notwendig sind um den Marktwert von Einzelanlagen im Vergleich zur gesamtdeutschen Windeinspeisung bewerten zu können 3.Es ist zu hinterfragen wie beständig die Lösung im Zusammenhang mit zukünftig sinkenden Markterlösen (Merit-Order-Effekt) und der Notwendigkeit zur Entwicklung neuer Marktdesings (Kapazitätsmärkte) ist.

(1) EnWG – Redispatch und Countertrading). Für EEG-Anlagen in der Direktvermarktung (nach §17 oder durch eine Marktprämie) ist einerseits der Abregelungsnachrang gegenüber konventionellen Anlagen durchzusetzen (siehe Ausführungen im Vorhaben V). Anderseits ist zu prüfen ob die oben beschrieben vorrangige Abregelung von Biomasse-Anlagen innerhalb der EE-Anlagen auch für Anlagen in der Direktvermarktung umsetzbar ist.

BBH: Empfehlungen zur Regelenergie

Zu § 56 EEG sollte – ggfs. in der Gesetzesbegründung – klargestellt werden, dass die Bereitstellung negativer Regelenergie keinen Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot darstellt. Sofern die Bereitstellung positiver Regelenergie durch Anlagen in der EEG-Vergütung gefördert werden soll, müsste in § 17 EEG eine Ausnahme aufgenommen werden, wonach die teilweise Vermarktung des in der Anlage erzeugten Stroms als Regelenergie zulässig ist. Schließlich sollte das Verhältnis zwischen der Bereitstellung von Regelenergie und dem Einspeisemanagement geklärt werden.

IWES, BBH: Empfehlungen zur Speicherförderung

BBH: Bestehende Rechtliche Hindernisse und Unsicherheiten für die Etablierung von Stromspeichern sollten beseitigt werden: Eine Zwischenspeicherung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist nur dann wirtschaftlich, wenn die Kosten für eine Speichereinrichtung und die Kosten für die Speicherverluste abgedeckt werden. Unabhängig von der Frage, inwieweit eine Förderung von Stromspeichern erforderlich und sinnvoll ist, sollten jedenfalls bestehende rechtliche Hindernisse oder Unsicherheiten für die Etablierung von neuen Stromspeichern beseitigt werden. Dabei sollte eine unnötige Förderung von alten Pumpspeicherkraftwerken allerdings vermieden werden.[248] Dazu wird insbesondere vorgeschlagen:

BBH: Befreiung der Stromlieferung in Speicher von zusätzlichen Belastungen. Um ein doppeltes Anfallen von Belastungen auf die Stromlieferung bei einer Zwischenspeicherung in einem Stromspeicher zu vermeiden, sollten insbesondere die Regelungen zur Stromsteuer, aber auch zur EEG-Umlage und zur Konzessionsabgabe sowie gegebenenfalls zur KWK-Umlage so angepasst werden, dass Stromlieferungen in den Stromspeicher von diesen Belastungen befreit sind. Hierfür müsste grundsätzlich – in Bezug auf die jeweiligen Gesetze – geregelt werden, dass Stromspeicher nicht als Letztverbraucher gelten. Unabhängig davon käme für eine zusätzliche Förderung von Speichern in Betracht, die Lieferung von Strom aus Speichern an Letztverbraucher von den genannten Belastungen zu befreien.

---

[248] Votum IWES: In diesem Zusammenhand ist auch die Zahlung von NNE durch alte Pumpspeicher zu sehen. Eine mögliche Befreiung ist auch hinsichtlich der marktwirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit und der systemischen Relevanz von Pumpspeicher zur Bereitstellung von Regelleistung zu bewerten.

BBH: Ausnahme für Gesamtlieferpflicht bei Stromlieferung in Speicher: Um eine Einspeiseverlagerung von Anlagenin der EEG-Vergütung zu ermöglichen, sollten auch Teilmengen aus einer EEG-Anlage über das Netz für die allgemeine Versorgung an einen Stromspeicher übertragen werden können, ohne dass der Anspruch auf die EEG-Vergütung auf den gesamten Strom entfällt. Denkbar wäre hierfür die Aufnahme einer zusätzlichen Ausnahme in § 16 Abs. 4 EEG für Lieferungen in Stromspeicher.

BBH: Speicher zur Bereitstellung von Regelenergie: Als Instrument für eine kostenneutrale Förderung von Energiespeichern sollte geprüft werden, ob die Bedingungen für Speicher zur Teilnahme am Regelenergiemarkt – ggfs. in Kombination mit Erneuerbare-Energien-Anlagen – verbessert werden können. Damit könnten zum Einen die Markterlöse für Speicher erhöht werden und damit die Fördernotwendigkeit verringert werden. Zudem würde durch die Regelenergiebereitstellung von Speichern die konventionelle Must-Run-Kapazität verringert und dadurch die Einspeisung Erneuerbarer Energien gefördert.

IWES: Ausschreibung erster Demonstrationsprojekte. Speziell für die regional spezifische Speicherförderung an Netzengpässen bzw. Netzpunkten wo mit einem verzögerten Netzausbau zu rechnen ist, sollten Demonstrationsprojekte zur Netzentlastung ausgeschrieben werden.

IWES: EEG-Anlagenbetreiber in operativen Betrieb von neuen Speichern einbinden. EEG-Anlagenbetreiber sollten in den operativen Betrieb der Speicher eingebunden werden und die Markterlöse nicht regelbarer EE wie z. B. Windkraft zu optimieren.

IWES: Möglichkeit zur Nutzung von Mitteln zum Netzausbau für den Bau von Speichern prüfen (Co-Finanzierung zu Markterlösen). Es ist zu prüfen, inwiefern durch den Speicherbau bei besagten Demonstrationsprojekten, die Kosten für einen Netzausbau vermieden werden können und anteilig zu Speicherfinanzierung verwendet werden können.

IWES: Überprüfung einer möglichen Förderung für ausgewählte (ausgeschriebene) Speicher (Co-Finanzierung zuzüglich zu sonstigen Erlösen). Wenn die Erlöse aus den Markterträgen und vermiedenen Netzkosten nicht ausreichen um die Investition an den besagten Demonstrationsprojekten zu refinanzieren, ist ein möglicher Investitionszuschuss für eine Speicherförderung und Technologieentwicklung zu überprüfen.

IWES: Überprüfung der alternativen Nutzung von EE-Methan im Verkehrs- und Wärmebereich statt einer Rückverstromung der überschüssigen Energie. Neben einer Förderung von „Stromspeicher“ ist die Option einer Umwandlung von überschüssigem EE-Strom in Wasserstoff und darauf folgende Methanisierung zu prüfen ohne eine Rückspeisung. Dadurch kann die Abregelung von nicht steuerbaren EEG-Anlagen (z. B. Wind) an Netzengpässen vermieden werden.

Gleichzeitig ergeben sich durch die Nutzung im Verkehrs- und Wärmebereich weitere Geschäftsmodelle die zu höheren Mehrerlössen führen können als eine Rückverstromung in Gaskraftwerken.

IWES: Überprüfung der Sicherstellung des Absatzes von Biomethan / erneuerbarem Gas durch eine produktbezogene Quote im Gasmarkt für Gasverstromung (Gaskraftwerke, BHKW), Wärmeversorgung und Gasmobilität. Durch die Einführung einer produktbezogenen Quote kann der Absatz von Biomethan / erneuerbarem Gas gesichert werden und der Einsatz dieser gespeicherten Gase nach system- und klimatechnischen Gesichtspunkten gesteuert und zielorientiert erfolgen. Eine Anpassung einer Quote erscheint zudem einfacher als die Anpassung von Einspeisetarifen.

4 Allgemeine Fragestellungen zu Kosten und Vergütungen im EEG (AP3, AP4)

Dieses Kapitel erfasst einige allgemeine Fragestellungen zu Kosten im EEG, die in Rücksprache mit dem Auftraggeber bearbeitet wurden. Im Bereich der Vergütungen und Boni werden neben einer Bestandsaufnahme und einem ersten Analyseraster für die Vergütungen juristische Fragen zur Möglichkeit einer Verlagerung der Vergütung auf die Verordnungsebene analysiert. Zusätzlich wird das Thema Transaktionskosten des EEG dargestellt.

4.1 Vergütungen und Boni (AP4)

4.1.1 Bestandsaufnahme: ‚Boni' im EEG (IZES)

Grundlage der Identifizierung von Möglichkeiten einer ‚Kostenreduzierung' des EEG ist eine detaillierte Bestandsaufnahme der bestehenden Boni (vgl. Abbildung 4-1).

	Deponie-, Klär- u. Grubengas	Biomasse	Wind	PV	Geothermie
Technologiebonus					
~ Gasaufbereitung					
~ Innovative Anlagentechnik	§24 - 26	(§ 27, Abs. 4, 1)			
Bonus für Strom aus NaWaRo					
~ Bonus für Strom aus Biogas aus NaWaRo		Anl. 2, Nr. VI			
~~ -↓ für Strom aus Holz (≠ Kurzumtrieb o. Landschaftspflege)		Anl. 2, Nr. VI, Punkt 1b)			
~~ ↑ für Strom aus Gülle-Biogas (Anl. ≤ 500 kW)		Anl. 2, Nr. VI, Punkt 2b)			
~~ ↑ für Strom aus Landschaftspflege-Biogas (Anl. ≤ 500 kW)		Anl. 2, Nr. VI, Punkt 2c)			
KWK-Bonus		(§ 27, Abs. 4, 3)			
Geothermie: Wärmenutzungsbonus					(§ 28, Abs. 2)
Systemdienstleistungsbonus			(§ 29, Abs. 2, Satz 4)		
Einhaltung TA Luft vom 24.07.2002:		(§ 27, Abs. 5)			
(Vergärung in TA-Luft-kont. Anl. & Biogas in Anlagen ≤ 500 kW)					
Geothermie: ↑ für IBN vor dem 1.1.2016					(§ 28, Abs. 1a)
Geothermie: ↑ bei petrothermaler Technik					(§ 28, Abs. 3)
Windenergie: Grundvergütung und Referenzertrag			(§ 29, Abs. 2, S. 1-3)		
Windenergie: Grundvergütung und Referenzertrag			(§ 30)		
Windenergie off-shore: Grundvergütung und Referenzertrag			(§ 31)		
Wind off-shore: ↑ für IBN vor dem 1.1.2016			(§ 31, Abs. 2, Satz 2)		
PV: Direktnutzung				(§ 33, Abs. 2)	

Abbildung 4-1: Übersicht 'Boni' im EEG 2009.

Dabei weist bereits die Lektüre des EEG 2009 auf die Komplexität dieser Fragestellung hin. 5 ‚Boni' werden explizit genannt:

- Technologiebonus
- Bonus für Strom aus NaWaRo
- KWK-Bonus für Biomasseanlagen
- Wärmenutzungsbonus für Geothermieanlagen
- Systemdienstleistungsbonus.

Weiterhin gibt es Fälle von erhöhten Vergütungen, die nicht den Namen ‚Bonus' tragen (Bsp.: bei der Einhaltung der TA Luft durch Vergärungsanlagen, wenn das hierin erzeugten Biogas in Anlagen mit einer Nennleistung unter 500 kW_{el} verstromt wird) oder die implizit erhöhte Vergütung bei Inanspruchnahme des PV-Direktverbrauchs.

Nicht als Boni gewertet werden können die Fälle gestaffelter Vergütungen mit einer Grundvergütung und einem Referenzertrag bei der Windenergie, auch wenn diese dem EEG ebenso ihren Anteil an Komplexität hinzufügen.

Dabei lassen sich grundsätzlich vier unterschiedliche Motive für Boni identifizieren:

- Förderung innovativer Technologien (Technologiebonus)
- 'Mehraufwandsentschädigungen' im Vergleich zu konventionellen Technologien oder Brennstoffen (für Nutzung NaWaRo und KWK)
- stromnetzbedingte Mehraufwandsentschädigungen (Systemdienstleistungsbonus)
- Pionieranreize (off-shore-Windkraft und Geothermie)

Diese erste Bestandsaufnahme lässt folgende erste Rückschlüsse bzw. weitere Leitfragen für die weitere Bearbeitung zu:

Inwieweit muss man einen gewissen Grad an Komplexität bei solch komplexen Technologien wie den EE akzeptieren?

Problematisch ist nicht unbedingt die schiere Anzahl an Boni, sondern oft ihre Auslegung.

V.a. Biomasse und Biogas(e) weisen sehr viele Boni auf, so dass zur Behandlung dieser Fragestellung die Kompetenz des Biomasse-Vorhabens gefragt ist.

Die Notwendigkeit der Verankerung dieser Boni im EEG (und damit in der EEG-Umlage) ist zu hinterfragen, da die Erreichung technologie-, forschungs- und umweltpolitischer Ziele ebenso mit den anderen politischen Instrumenten (Ordnungsrecht, Steuerrecht etc.) angestrebt werden könnte und hiermit möglicherweise eine höhere Effizienz und verteilungspolitische Gerechtigkeit erzielt werden könnte.

4.1.2 Analyseraster zur Vergütungen und Boni im EEG (ISI)

Im Rahmen der Bearbeitung des Arbeitspakets wurde ein erster Vorschlag für ein Analyseraster entwickelt, das zur Strukturierung und Bewertung der verschiedenen Boni herangezogen werden kann. Die Analyse hat dabei zwei zentrale Ziele. Das erste Ziel ist die Strukturierte Erhebung und Analyse der verschiedenen Vergütungsstufen und ihrer Kosten und Nutzen. Das zweite Ziel ist die Identifikation möglicher Vereinfachungen. Ein erster Entwurf zur Analyse und Bewertung der verschiedenen Vergütungen schlägt dabei folgende Kriterien vor:

4.1.2.1 Stromerzeugungspotential

Eine wichtiges Kriterium zur Bewertung einer Vergütungsstufe ist die Bewertung des Stromerzeugungspotentials einer Technologie. Hierbei ist

insbesondere die Bedeutung der Technologie bzw. Bonistufe für die Zielerreichung der mittel- und langfristigen Ausbauziele für erneuerbaren Strom von Bedeutung. Das Potential gibt zusätzlich Auskunft über die mögliche Kostendimension einer Vergütungsstufe.

4.1.2.2 Kosten

Im Rahmen einer Analyse der Vergütungsstufen sind im Vergleich der Technologien auch die aktuellen Stromerzeugungskosten von zentraler Bedeutung.

4.1.2.3 Potential der Kostendegression

Ein weiterer zentraler Aspekt im Zusammenhang Bewertung der verschiedenen Technologien ist das Potential zur Kostendegression. Dabei sind mögliche Referenzpunkte der Strommarktpreis und die durchschnittliche EEG Vergütung. Die Kostendegression ist insbesondere im Zusammenhang mit dem Stromerzeugungspotential zu bewerten.

4.1.2.3.1 Ökonomische Zusatznutzen

Im Rahmen der Gesamtbewertung sollten auch ökonomische Zusatznutzen in Betracht gezogen werden. Dabei erscheint es sinnvoll folgende Zusatznutzen im Rahmen der monetären Bewertung des Stromes zu erfassen.

- Wert des EEG Stromes: z. B. Erhöhung durch Einspeiseverlagerung
- Zusatznutzen im Stromversorgungssystem: Der z. B. in vermiedenen Investitionen in Netzinfrastruktur liegen kann.
- Sonstige Ökonomische Nutzen: Hier könnten Nutzeneffekte in anderen Wirtschaftsbereichen erfasst werden.

4.1.2.3.2 Ökologischer Nutzen

Aufgrund der starken ökologischen Motivation des EEG sollten bei einer Bewertung der verschiedenen Vergütungen auf ökologische Nutzen erfasst werden.

4.1.2.3.3 Industriepolitische Bedeutung

Da im Rahmen der Motivation des EEG auch immer wieder die industriepoltische Bedeutung hervorgehoben wird, sollte auch die industriepoltische Bedeutung einzelner Vergütungsstufen genauer analysiert und bewertet werden.

4.1.2.4 Zusammenfassung und Vorgehen

Auf Basis dieser Überlegungen wurde ein erster Fragebogen entwickelt und Fragen zur mögliche Vereinfachung und Zusammenfassung von Ver-

gütungsstufen ergänzt. Das mögliche Analyseraster ist in Abbildung 4-2 dargestellt.

Aufgrund der kurzen Vorlaufzeiten und dem erheblichen Diskussionsbedarf ist eine komplette Auswertung der Rückläufe des Fragebogens anhand des Analyserasters in diesem Bericht nicht möglich.

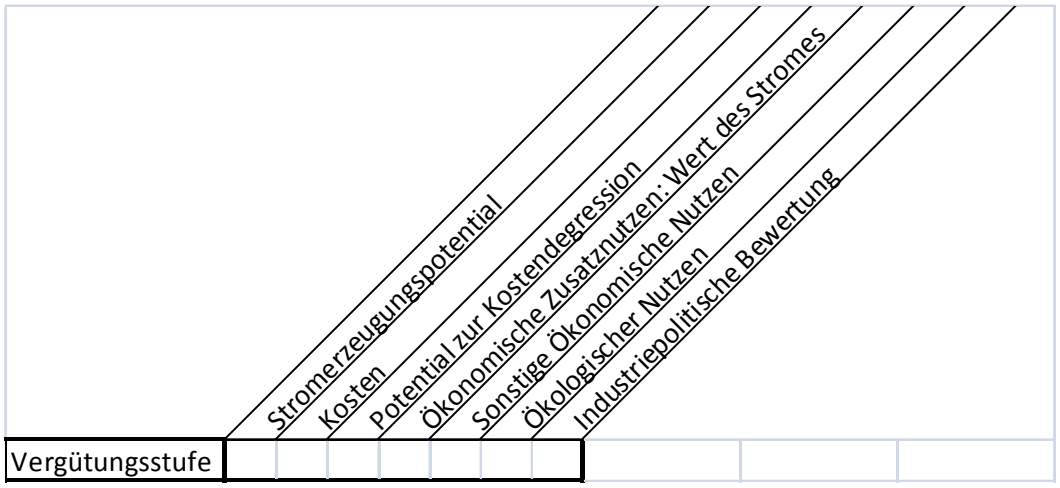


Abbildung 4-2: Vorschlag Analyseraster zur EEG Vergütungen.

4.1.3 Verlagerung der Festlegung der EEG-Vergütungssätze und -Boni auf die Verordnungsebene (FUER)

Die Höhe der Vergütungssätze und Boni ist in Deutschland unmittelbar im Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelt. Andere Länder – wie etwa Spanien – regeln diese Frage dagegen auf der (dem Parlamentsgesetz nachgelagerten) Verordnungsebene. Hierzu bestünde ungeachtet der Frage nach der Zweckmäßigkeit eines solchen Vorgehens auch in Deutschland die rechtliche Möglichkeit.

4.1.3.1 Einführung

Bisher finden sich die Vergütungssätze und Boni im EEG in den §§ 23 bis 33 EEG in Verbindung mit den Anlagen zum EEG. Diese könnten aber auch aus dem formellen, parlamentarischen Gesetz entnommen und in einer Verordnung geregelt werden. Hierzu müsste eine Ermächtigung zum Erlass einer Rechtsverordnung im Sinne des Art. 80 Abs. 1 S. 1 GG geschaffen werden, durch die die Exekutive (wie etwa das BMU) ermächtigt würde, die konkreten Vergütungssätze und Boni gegebenenfalls nach näher im Gesetz bestimmten Maßstäben selbst festzulegen.

4.1.3.2 Bewertung der Vor- und Nachteile

Eine Rechtsverordnung bildet den Schnittpunkt zwischen Gesetz und Verwaltungshandeln[249]. Durch eine spezielle Ermächtigung überlässt der Gesetzgeber der Exekutive die Konkretisierung eines bereits festgelegten gesetzlichen Konzeptes. Eine Rechtsverordnung weist eine Reihe von Vorteilen auf: Indem der parlamentarische Gesetzgeber dem Verordnungsgeber die Detailregelung überlässt, wird er entlastet. Durch das Entfallen des förmlichen Gesetzgebungsverfahrens nach den Art. 76 ff. GG wird eine raschere und flexiblere Anpassung an die sich ebenfalls rasch ändernden tatsächlichen Verhältnisse (z. B. im PV-Bereich) ermöglicht. Es ist keine langwierige Behandlung der Vorlagen in drei Beratungen im Bundestag nach den Vorschriften der Geschäftsordnung (§§ 75 ff. GOBT) vonnöten. Überdies hat der jeweils zuständige Verordnungsgeber in seinem Ressort häufig die größere Fachkompetenz im Vergleich zum universalzuständigen Gesetzgeber.

Andererseits könnte sich eine Delegation der Regelungen auch nachteilig auswirken. Gerade durch die Flexibilisierung der Materie und die Möglichkeit, Vergütungen kurzfristig ändern zu können, verringert sich womöglich die Planungssicherheit für Anlagenbetreiber und deren möglichen Investoren. Dies könnte wiederum zu einem – nicht gewollten – Anstieg der Kapitalkosten führen und so den Ausbau Erneuerbarer Energien behindern. Weiterhin zeichnet sich das Verfahren der Verordnungsgebung durch ein größeres Maß an Intransparenz aus, als dies bei einem förmlichen, parlamentarischen Gesetzgebungsverfahren der Fall ist. Das Gesetzgebungsverfahren zeichnet sich durch die Öffentlichkeit der Verhandlungen im Parlament aus, Art. 42 Abs. 1 und Abs. 3, Art. 52 Abs. 3 Satz 3 GG, § 19 GOBT. Dies stellt ein wesentliches Element des demokratischen Parlamentarismus dar und ist als solches eine wichtige Ausprägung des Demokratieprinzips[250]. Das Öffentlichkeitsprinzip soll die Kontrollrechte des Volkes als Souverän und die Transparenz über das politische Geschehen gewährleisten[251]. Der gesamte Willensbildungsprozess soll für den Bürger durchschaubar sein und das Ergebnis vor den Augen der Öffentlichkeit beschlossen werden.

Die fehlende Transparenz könnte wohl auch nicht durch die Hinzuziehung eines wissenschaftlichen Beirates, also einer Auswahl von Personen mit wissenschaftlicher Qualifikation auf dem Gebiet der zu regelnden Materie, hinreichend kompensiert werden. Zweifelsohne würde dies die Sachkunde des Verordnungsgebers erhöhen und möglicherweise auch eine gewisse Erhöhung der Öffentlichkeit herbeiführen. Zumindest ist vorstellbar, dass die Einbeziehung Externer eine Verbindung nach außen herstellt. Es würde aber keine formelle und unmittelbare Transparenz im Verordnungsge-

---

249 H. Maurer, Staatsrecht I, 5. Aufl. 2007, § 17 Rn. 135.

250 BVerfGE 70, 324, 355; 84, 304, 329.

251 BVerfGE 40, 296, 327; S. Magiera, in: M. Sachs (Hrsg.), GG, 5. Aufl. 2009, Art. 42 Rn. 1; L. Brocker, in: V. Epping/C. Hillgruber (Hrsg.), GG, 1. Aufl. 2009, Art. 42 Rn. 1.

bungsverfahren hergestellt, wie es bei einer parlamentarischen Lesung der Fall ist. Die Anhörung bzw. Beteiligung sachkundiger Kreise kommt nicht der Herstellung einer Öffentlichkeit gleich. Das Zustandekommen der Rechtsverordnung würde dadurch nicht notwendigerweise nachvollziehbarer oder transparenter. Zwar ist die Anhörung beteiligter oder sachverständiger Kreise generell verfassungsrechtlich zulässig[252] und auch beispielsweise im Immissionsschutzrecht durchaus gängig[253]. Dies dient aber jeweils weniger der Transparenz als vielmehr einer sachkundigen Vorbereitung der Verordnung, bei der sämtliche auch widerstreitende Interessen in Ausgleich gebracht werden sollen[254] und damit hauptsächlich der Qualitätsabsicherung[255].

4.1.3.3 Rechtliche Voraussetzungen

Die rechtlichen Voraussetzungen für den Erlass einer Rechtsverordnung regelt Art. 80 GG. Gemäß Art. 80 Abs. 1 S. 2 GG müssen Inhalt, Zweck und Ausmaß der erteilten Ermächtigung im Gesetz bestimmt werden. Der Gesetzgeber hat also zu entscheiden, welche Fragen die Rechtsverordnung regeln sollte, welchem Ziel sie zu dienen hat und wo die Grenzen der Ermächtigung liegen[256]. Der Verordnungsgeber muss daher durch das ermächtigende Gesetz hinsichtlich der zu regelnden Materie prädeterminiert sein, insoweit darf sich der Gesetzgeber nicht seiner Legislativprärogative entäußern[257]. Überdies muss das Gesetz den Verordnungsgeber bzw. Ermächtigungsadressaten als solchen bezeichnen und damit die Zuständigkeit regeln. Die möglichen Adressaten ergeben sich aus Art. 80 Abs. 1 S. 1 GG.

Die Rechtsverordnung selbst muss in formeller Hinsicht durch den zuständigen Verordnungsgeber als Ermächtigungsadressaten erlassen und zudem ausgefertigt und verkündet worden sein, Art. 82 Abs. 1 Satz 2 GG. Bei Rechtsverordnungen auf Grund von Bundesgesetzen, die der Zustimmung des Bundesrates bedürfen, ist nach Art. 80 Abs. 2 Alt. 4 GG die Zustimmung des Bundesrates einzuholen; dies wäre im Rahmen des EEG derzeit nicht der Fall. In der Verordnung ist zudem die Rechtsgrundlage zu zitieren, Art. 80 Abs. 1 S. 3 GG. In materieller Hinsicht hat die Verordnung den Vorgaben der Rechtsgrundlage zu entsprechen und muss im Übrigen mit höherrangigem Recht, d.h. dem Europa- und Verfassungsrecht sowie den gesamten sonstigen Parlamentsgesetzen des Bundes, vereinbar sein.

---

252 A. Uhle, in: V. Epping/C. Hillgruber (Hrsg.), GG, 1. Aufl. 2009, Art. 80 Rn. 33.

253 In Verbindung mit § 51 BImSchG vergleiche etwa § 4 Abs. 1 S. 3, § 7 Abs. 1, § 23 Abs. 1, § 32 Abs. 1, § 33 Abs. 1, § 34 Abs. 1, § 35 Abs. 1, § 38 Abs. 2, § 40 Abs. 3, § 43 Abs. 1, § 53 Abs. 1 S. 2, § 55 Abs. 2 S. 3, 58a Abs. 1 S. 2, § 47f Abs. 1 BImSchG.

254 *K. Hansmann,* in: R. von Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, Bd. I, 57. EL (Stand März 2010), § 51 Rn. 3.

255 *K. Hansmann,* in: R. von Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, Bd. I, 57. EL (Stand März 2010), § 51 Rn. 3.

256 *H. Jarass*, in: ders./B. Pieroth (Hrsg.), GG, 9. Aufl. 2007, Art. 80 Rn. 11.

257 *C. Degenhart*, Staatsrecht I – Staatsorganisationsrecht, 25. Aufl. 2009, § 4 Rn. 323.

4.1.3.4 Rechtliche Zulässigkeit einer entsprechenden Verlagerung

Einer Verlagerung der Kompetenz zur Festsetzung der Vergütungssätze und Boni im EEG auf den Verordnungsgeber stünden verfassungsrechtliche Gesichtspunkte nicht entgegen. Gesetzestechnisch müssten die §§ 23 bis 33 EEG samt der dazugehörenden Anlagen zum EEG neu gestaltet und in § 64 EEG eine entsprechende Rechtsverordnungsermächtigung an das BMU oder die Bundesregierung aufgenommen werden.

Hierbei ist das Bestimmtheitsgebot des Art. 80 Abs. 1 S. 2 GG in der Weise zu beachten, dass dem Verordnungsgeber eine originäre Rechtssetzungskompetenz nicht über Art. 80 Abs. 1 GG zukommt[258]. Sollen also Inhalt, Zweck und insbesondere das Ausmaß der Verordnungsermächtigung hinreichend bestimmt sein, so trifft das Parlament die Verpflichtung, konkrete Rahmenvorgaben bzw. Leitplanken für den Verordnungsgeber zu äußern. Bezüglich des „Ob" einer Vergütung müssen die der Förderung des EEG-Mechanismus unterfallenden Anlagenarten und -technologien spezifiziert werden. Des Weiteren müssten Vorgaben artikuliert werden, anhand derer sich ein richtiger Vergütungssatz ableiten ließe, wie etwa das abstrakte Prinzip der kostendeckenden Vergütung, und somit auch die Vorgabe der spartenbezogenen Differenzierung (und auch die Differenzierungen innerhalb der Sparten). Dem gegenüber sollten die allgemeinen Vergütungsvorschriften der §§ 16 bis 22 EEG auf der Gesetzesebene bestehen bleiben, da sie Rahmenvorgaben der Vergütung darstellen. Allerdings sollte auch die Degressionsregelung des § 20 EEG auf die Verordnungsebene verlagert werden, sofern eine Verlagerung insgesamt erfolgt. Wenn die Vergütungshöhe bzw. das „Wie" der Vergütung durch die Verlagerung auf die Verordnungsebene flexibilisiert werden sollte, erscheint dies angesichts der engen Verknüpfung von Vergütungssatz und Degression folgerichtig.

Verfassungsrechtlich unbedenklich wäre grundsätzlich auch ein Zustimmungsvorbehalt für den Bundestag[259]. Die Verordnung bedürfte mangels der Voraussetzungen des Art. 80 Abs. 2 Alt. 4 und 5 GG keiner Zustimmung durch den Bundesrat, da das EEG weder eine Ermächtigungsgrundlage darstellt, die selbst der Zustimmung des Bundesrates bedurfte[260] noch von den Ländern im Auftrage des Bundes oder als eigene Angelegenheit ausgeführt wird.

4.1.3.5 Wesentlichkeitsvorbehalte

Die Möglichkeit zur Verlagerung von Regelungsgegenständen auf die Ebene der Rechtsverordnung gilt jedoch nicht uneingeschränkt[261]. Sie dient zwar der Entlastung des Gesetzgebers und der Flexibilisierung des

---

[258] *H. Maurer,* Staatsrecht I, 5. Aufl. 2007, § 17 Rn. 140.

[259] *H. Maurer*, Staatsrecht I, 5. Aufl. 2007, § 17 Rn. 157.

[260] Das EEG ist ein Einspruchsgesetz, vgl. *J. Reshöft*, in ders. (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 64. Rn. 1.

[261] *H. Bauer*: in: H. Dreier (Hrsg.), Grundgesetz-Kommentar, 2. Aufl. 2006, Bd. 2, Art. 80 Rn. 20.

Rechtes, jedoch nicht soweit, dass sich das Parlament seiner Verantwortung als gesetzgebende Körperschaft entäußert[262]. Gemäß der Wesentlichkeitsrechtsprechung des BVerfG wird der Gesetzgeber durch das Rechtstaats- und Demokratieprinzip verpflichtet, in grundlegenden, insbesondere grundrechtssensiblen normativen Bereichen, alle wesentlichen Entscheidungen, soweit sie staatlicher Regelung zugänglich sind, selbst zu treffen[263]. Dieser Wesentlichkeitsvorbehalt gilt auch im Rahmen des Art. 80 GG.

Eine Verlagerung der Vergütungsätze und Boni auf die Ebene der Rechtsverordnung ist indes mit der Wesentlichkeitstheorie grundsätzlich vereinbar. Zwar stellen die Vergütungspflichten des EEG für die Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen Grundrechtseingriff dar[264] und sind damit durchaus grundrechtsrelevant. Die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage ist aber aufgrund der Möglichkeit der Abwälzung an den Letztverbraucher von geringer Eingriffsintensität. Überdies bleibt die generelle Konzeption des EEG, also das „Ob“ der Vergütung, auf der Ebene des formellen Gesetzes. Dort wird der Grundrechtseingriff festgelegt. Lediglich die konkrete quantitative Ausgestaltung würde dem Verordnungsgeber überlassen. Wenngleich auch die Vergütungs- und Bonihöhe ein wichtiger Regelungsgegenstand des EEG sein mag, so ist die Delegation solcher quantitativen Konkretisierungen auf die Verordnungsebene eine übliche gesetzgeberische Praxis und damit ein Standardinstrument der Rechtssetzung mit enormer rechtspraktischer Bedeutung[265]. Im Immissionsschutzrecht etwa wird durch Verordnungen die konkrete zulässige Höhe von Emissionen bestimmt[266] oder die Genehmigungsbedürftigkeit von konkreten Anlagen geregelt[267].

4.1.3.6 Zusammenfassung und Handlungsempfehlung

Eine Verlagerung von Vergütungen und Boni auf die Verordnungsebene ist verfassungsrechtlich grundsätzlich zulässig und auch mit der sog. Wesentlichkeitsrechtsprechung des BVerfG vereinbar. Sie begegnet jedoch praktischen Bedenken im Hinblick auf die Transparenz des Verfahrens und die geringere Planungssicherheit der Anlagenbetreiber.

---

262 *H. Bauer*: in: H. Dreier (Hrsg.), Grundgesetz-Kommentar, 2. Aufl. 2006, Bd. 2, Art. 80 Rn. 11.

263 Etwa BVerfGE 49, 89, 126 f.; 101, 1, 34 f.

264 *J. Reshöft*, in: ders. (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, Einleitung Rn. 55 ff; *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, Einf. Rn. 84; *M. Altrock/V. Oschmann*, in: ders./ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, Einf. Rn. 37 ff.

265 Siehe hierzu ausführliche Darstellung mit Zahlen *H. Bauer*: in: H. Dreier (Hrsg.), GG, 2. Aufl. 2006, Bd. 2, Art. 80 Rn. 14.

266 Vgl. etwa 7. BImSchV (Verordnung zur Auswurfbegrenzung von Holzstaub); 13. BImSchV (Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen); 16. BImSchV (Verkehrslärmschutzverordnung); 18. BImSchV (Sportanlagenlärmschutzverordnung.

267 Vgl. 4. BImSchV (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen).

4.2 Transaktionskosten AP3 (IZES)

4.2.1 Definition von Transaktionskosten[268]

Die Berechnung der Transaktionskosten bedarf zunächst einer Klärung des Begriffs „Transaktionskosten“ im Zusammenhang des EEG. Generell soll hier gelten, dass zu den Transaktionskosten alle Kosten zählen, die in direktem Zusammenhang mit einer Transaktion (z. B. Kauf, Verkauf) von Gütern entstehen.

Es wird davon ausgegangen, dass verbleibende Kosten für die Anlagenbetreiber, die als prinzipielle Adressaten und Nutznießer der entsprechenden Förderungen gelten können, in deren gesamtes Investitionskalkül eingehen und über die Vergütung des Stroms refinanziert werden. Generell sollen daher die Kosten der Anlagenbetreiber nicht betrachtet werden. Somit sollen hier nur die Transaktionskosten der gesetzlichen Fördermaßnahmen für die Akteure, die *nicht* Anlagenbetreiber sind, untersucht werden Tabelle 4-1.

Tabelle 4-1: Übersicht der EEG-Akteure mit Transaktionskosten.

	Fördergesetz bzw. -maßnahme	**Finanzielle Nutznießer**	**Umsetzungsakteure mit Transaktionskosten**		
EE-Strom	EEG	Anlagenbetreiber	VNB	ÜNB	Lieferanten

4.2.2 Transaktionskosten des EEG

Für die drei oben benannten Akteure bestehen mehrere mögliche Komponenten der Transaktionskosten:

- die zusätzlichen Personalkosten der Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Stromlieferanten
- die Anpassungskosten für die Stromlieferanten im Rahmen des alten, bis Ende 2009 bestehenden Wälzungsmechanismus.

Für die Jahre bis einschließlich 2009 konnte auf der Basis von Daten des Statistischen Bundesamtes zu den so genannten ‚Bürokratiekosten’ eine Abschätzung des finanziellen Volumens der Personalkosten der drei benannten Akteure der Wälzungskette unternommen werden.

Die zusätzlichen Personalkosten der Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Stromlieferanten: Diese liegen aufgrund der Erhebungen des Statistischen Bundesamtes bei maximal 30 Mio. € pro Jahr, wobei diese Summe teilweise auch Tätigkeiten, die aus anderen Gesetzen

[268] Die Ergebnisse dieses Kapitels beruhen auf Arbeiten zu einem vom Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Projekt, das sich intensiv mit der Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen der Erneuerbaren Energien beschäftigt hat, vgl. Breitschopf et al. 2010.

resultieren, umfassen könnte. Bei diesen Kosten ist durchaus mit Synergien auf Grund der Überschneidung mit anderen Funktionen dieser Unternehmen als Netzbetreiber oder Bilanzkreisverantwortliche bzw. -koordinatoren zu rechnen. Eine kombinierte Betrachtung mehrerer EEG-Paragraphen mit den entsprechenden Paragraphen des EnWG und der von ihm ausgehenden Verordnungen erschiene hier angemessen, um die reale Höhe der Transaktionskosten des EEG ermitteln zu können. Generell sollte beim (regulierten) Netzbetrieb auch keine Unterscheidung zwischen verschiedenen Typen von Netznutzern (d. h. EEG- oder konventionelle Einspeiser) gemacht werden, da es Aufgabe der Netzbetreiber ist, ihren Kunden einen diskriminierungsfreien und reibungslosen Netzzugang und -nutzung zu gewährleisten.

Bei einer Untersuchung der Transaktionskosten des EEG wäre es im Rahmen der Erhebung der Bürokratiekosten des EEG wünschenswert, eine bessere Trennung zwischen den generellen Funktionen der Netzbetreiber, die ihnen aus dem EnWG oder ggf. anderen Gesetzen resultieren und den echten Zusatzkosten des EEG durchzuführen.

Ähnlich verhält es sich generell bei der Ermittlung der Kosten der Lieferanten bei der Untersuchung ihrer Transaktionskosten bis Ende 2009, d.h. bis zum Ende des alten Wälzungsmechanismus. Da bei den Lieferanten die EEG-Mengen Teil des üblichen Stromhandelsgeschäftes waren, müssten auftretende Synergieeffekte im Rahmen ihres Handelsgeschäfts analytisch getrennt werden.

Durch die Umstellung auf den neuen Wälzungsmechanismus 2010 entfällt bei den Lieferanten die Durchleitung der EEG-Monatsbänder und der notwendige Zu- oder Verkauf von Strommengen zur Vervollständigung ihres Lieferantenportfolios. Für die Lieferanten sind seither die administrativen Kosten der Wälzung auf die Rückwälzung der pauschalierten EEG-Umlage begrenzt und auch mögliche finanzielle Risiken entfallen, womit die Transaktionskosten des EEG bei diesem Akteur zusätzlich erheblich gesunken sein müssten[269].

4.3 Übersicht der Handlungsempfehlungen

FUER: Eine Verlagerung der Festlegung der Vergütungssätze und Boni auf die Verordnungsebene ist aus verfassungsrechtlicher Sicht zulässig; hiervon wird jedoch grundsätzlich aus Gründen der Intransparenz des Verordnungsgebungsverfahrens und der verringerten Planungssicherheit abgeraten.

[269] Weiterführende Literatur: Breitschopf, Barbara B. et al. (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich – Arbeitspaket 1. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe et al., März 2010.; unter Online: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/endbericht_ausbau_ee_2009.pdf

5 AP 5 Wälzungsmechanismus

Dieses Kapitel befasst sich mit dem EEG Wälzungsmechanismus. Auf Basis der bisher verfügbaren Daten wird die Struktur der neuen Wälzung und die Erreichung der Ziele, die im Rahmen der Einführung der neuen Wälzung gesetzt wurden, analysiert. In den folgenden Abschnitten werden bestehende Stärken und Schwächen des neuen Systems aufgezeigt und Optionen zur Weiterentwicklung diskutiert. Ein weiterer Abschnitt befasst sich mit den Interaktionen zwischen EEG Wälzung und weiteren diskutierten EEG Instrumenten. Das Kapitel schließt mit einer Übersicht der wichtigsten Handlungsempfehlungen.

5.1 Struktur und Zielerreichung der neuen EEG Wälzung (ISI)

Im den folgenden Abschnitten wird der neue Wälzungsmechanismus in seiner Struktur und seinen Zielsetzungen kurz dargestellt. In Anschluss wird die Zielerreichung anhand der bestehenden Daten analysiert und weiterer Handlungsbedarf identifiziert.

5.1.1 Struktur des EEG Wälzungsmechanismus (ISI)

Durch die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) aus dem Jahre 2009 wurde die physikalische Wälzung des EEG Stromes an die Vertriebe zum 01.01.2010 abgeschafft. Der EEG Strom wird, wie bisher, über die VNB an die ÜNB geliefert. Allerdings wird nun der gesamte EEG Strom vortägig an der Strombörse verkauft. Prognosefehler werden ebenfalls, soweit wie möglich, am Intraday Markt ausgeglichen. Für das Jahr 2010 dürfen die ÜNB als Liquiditätsreserve zusätzlich eine Windreserve nutzen. Verbleibende Prognosefehler werden über Ausgleichsenergie ausgeglichen. Die Differenz aus den Einnahmen und Ausgaben der ÜNB im Rahmen der EEG Wälzung wird als rein finanzielle EEG Umlage an die Stromvertriebe gewälzt. Auf diese Weise entsteht eine bundesweit einheitliche EEG Umlage. Die Struktur der neuen EEG Wälzung ist in Abbildung 5-1 dargestellt.

Die Neuregelung der EEG Wälzung sollte dabei folgende Ziele erreichen[270]:

- Die Risiken der Stromvertriebe, die sich insbesondere aus schwankenden Mengen innerhalb der rollierenden physikalischen Wälzung ergaben, sollten eliminiert werden.
- Durch umfangreiche Veröffentlichungspflichten für die ÜNB sollte auch die Transparenz im Rahmen der EEG Wälzung gesteigert werden.

[270] Deutscher Bundestag Drucksache 16/13188 http://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/BT-Drs_16-13188.pdf

- Durch den Wegfall der Bandherstellung durch die ÜNB sollten die Kosten des EEG Managements durch die ÜNB erheblich reduziert werden.

Im Folgenden soll kurz analysiert werden, inwieweit die genannten Zielsetzungen erreicht wurden.

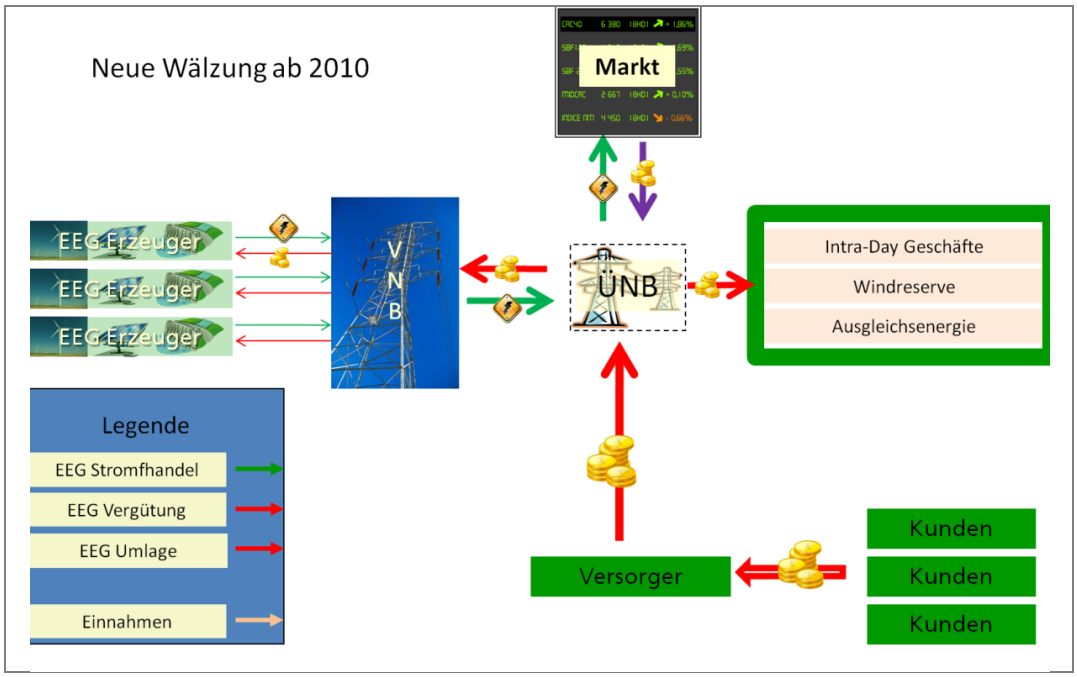


Abbildung 5-1: Struktur der neuen EEG Wälzung.

5.1.2 Zielerreichung: Entlastung der Stromvertriebe (ISI)

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Abschaffung der physikalischen Wälzung die Vertriebe entsprechend der Zielsetzung der Neuregelung der EEG Wälzung entlastet hat. Durch die bundesweit einheitliche EEG Umlage sind auch mögliche Verzerrungen im Endkundenvertrieb durch das EEG eliminiert. Im Rahmen der Einführung des Systemwechsels gab es Bedenken, dass ggf. der Systemwechsel einmalig zu Mehrkosten für die Vertriebe führen könnte, da die nun nicht gelieferten EEG Strommengen nachbeschafft werden müssen. Aufgrund des fallenden Trends der Strompreise in der Übergangszeit kann jedoch davon ausgegangen werden, dass es beim Systemwechsel eher zu zusätzlichen Einsparungen für die Vertriebe gekommen ist. Die fehlenden Strommengen konnten vermutlich zu Preisen unterhalb der Beschaffungskosten des übrigen Portfolios nachbeschafft werden. Eine Abschätzung des monetären Wertes der einmaligen Einsparungen des Systemwechsels und der dauerhaften Entlastungen durch das reduzierte Mengenrisiko konnte aufgrund der kurzen Bearbeitungszeit bisher nicht vorgenommen werden. Die entsprechende Abschätzung wird im Rahmen des nächsten Projektberichtes nachgereicht.

5.1.3 Zielerreichung: Tranparenz Analyse der veröffentlichten Daten zur Bilanz der EEG Konten (ISI)

Durch die Neuregelung der EEG Wälzung im Rahmen des EEG 2009 und die AusglMechV aus dem Jahre 2010 sind die Transparenzanforderungen im Rahmen der EEG Wälzung erheblich verbessert. Die ÜNB sind verpflichtet eine Reihe zentraler Daten, die der Berechnung des EEG Kontostandes dienen, zu veröffentlichen. Diese Daten sollen im Folgenden auf Basis des Standes vom 31.12.2010 analysiert werden. Ziel ist dabei, die Entwicklungen auf dem EEG Konto nachzuvollziehen und ggf. Lücken in den Transparenzvorschriften zu identifizieren.

5.1.3.1 Einnahmen und Ausgaben

Im Jahr 2010 haben die ÜNB Einnahmen aus der EEG Umlage von ca. 7,51 Milliarden € erzielt. Aus dem Verkauf von EEG Strom im vortägigen und untertägigen Handel konnten Einnahmen von ca. 3,46 Milliarden € erzielt werden. Diesen Einnahmen stehen Ausgaben für die Zahlung der EEG Vergütungen von 12,16 Milliarden € gegenüber. Insgesamt ergibt sich über alle Positionen ein Defizit von ca. 1,29 Mrd. €. Für diesen negativen Kontostand gibt es unterschiedliche Ursachen.

5.1.3.1.1 Entwicklung der Marktpreise

Die Entwicklung der Strompreise auf dem Spotmarkt fällt derzeit deutlich niedriger aus als in der EEG Umlageprognose der ÜNB. Während in der Prognose der EEG Umlage ein Strompreis von 53,65 €/MWh zu Grunde gelegt wurde, erreichte der Phelix Base im Mittel des Jahres 2010 bisher nur einen Wert von 44,49 €/MWh. Als zentrale Ursachen sind die Entwicklung der Brennstoffpreise und die geringe Stromnachfrage zu sehen. Diese Entwicklung trägt für das Jahr 2010 zu einem Defizit bei. Somit ergibt sich für das gesamte Jahr ein durch die Marktpreisentwicklung bedingtes Defizit für das EEG Konto von ca. 800 Mio. €.

5.1.3.1.2 Abweichende Entwicklung bei der EE Einspeisung

Eine weitere mögliche Ursache für den negativen Stand des EEG Kontos kann in einer unerwarteten Entwicklung der EE Einspeisung liegen. Hier stehen sich zwei Effekte gegenüber. Auf der einen Seite ist die Windenergieeinspeisung im Jahr 2010 aus meteorologischen Gründen eher niedrig ausgefallen. Die Stromerzeugung der Windenergie lag mit 36,5 TWh ca. 11,2 TWh unterhalb der Prognose. Dies dürfte eher eine positive Wirkung auf das EEG Konto von ca. 500 Mio. € haben. Gleichzeitig fiel der Ausbau der PV deutlich höher aus als prognostiziert. Die ÜNB-Prognose aus dem Jahr 2009 für das Jahr 2010 geht von einer installierten Leistung von ca.

2,2 GW aus[271]. Das Melderegister der Bundesnetzagentur weist für die Monate Januar bis Dezember eine installierte Leistung von 7,4 GW aus. Somit wird auch die Einspeisung der PV in diesem Jahr deutlich höher ausfallen als die Prognose. Die Mehrkosten im Jahr 2010 dürften im Bereich von 600-800 Mio. € liegen. Die aktuelle EEG Prognose der ÜNB für das Jahr 2011 geht von einer installierten Leistung für das Jahr 2010 in der Höhe von 9.5 GW aus. Im Bereich der Biomasse deuten erste Zahlen darauh hin, dass die Stromerzeugung 2010 ebenfalls etwas oberhalb der Prognose lag. Die zusätzlichen Kosten dürften im Bereich von maximal 200-300 Mio. liegen.

5.1.3.1.3 Fazit und Übersicht

Auf Basis der veröffentlichten Daten können die zentralen Entwicklungen im Bereich der Einnahmen der Vermarktung und den Entwicklungen der Ausgaben für die Zahlung der EEG Vergütung nachvollzogen werden. In Abbildung 5-2 ist eine Übersicht der Effekte dargestellt, die den EEG Kontostand Ende 2010 beeinflusst haben. Die genannten Werte sind dabei als Abschätzungen zu betrachten.

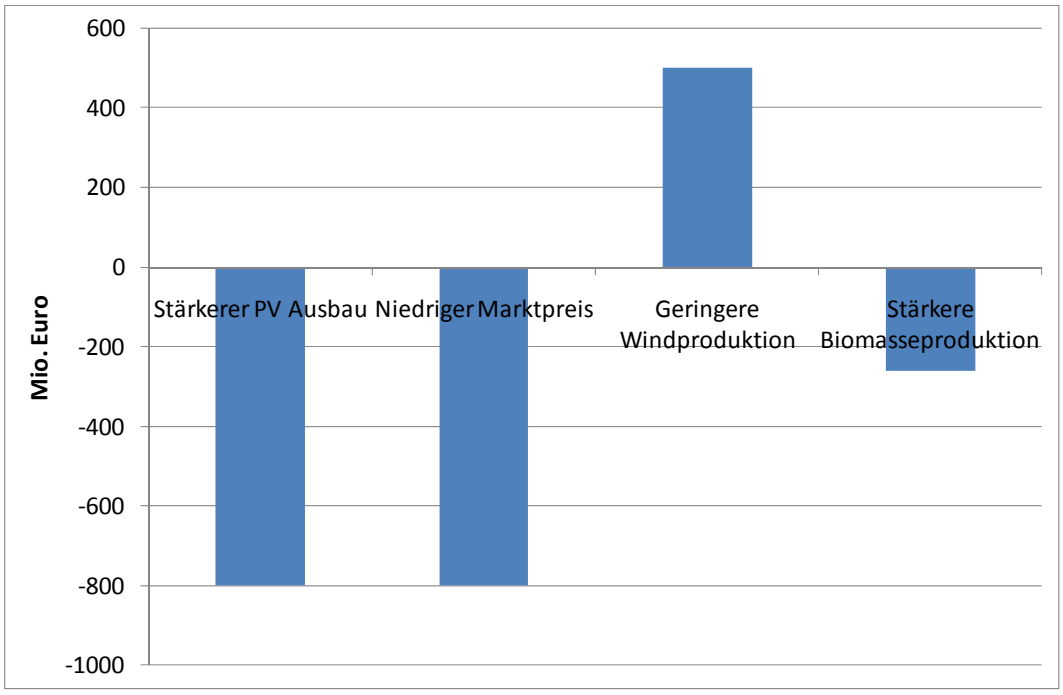


Abbildung 5-2: Übersicht zentrale Einflüsse auf den EEG Kontostand im September 2010.

[271] Leipziger Institut für Energie GmbHJahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010. http://www.eeg-kwk.net/de/file/2009-10-06-IE-Endbericht-EEG-Prognose2010.pdf

5.1.3.2 Ausgewiesene Kosten für das EEG Management

5.1.3.2.1 Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern

Die bisher ausgewiesenen Kosten zum Ausgleich von Prognosefehlern lassen sich ein zwei Kategorien aufteilen. Die Kosten für den untertägigen Ausgleich und die Kosten für Ausgleichsenergie. Die Kosten für den untertägigen Ausgleich werden mit ca. 85,5. Mio. € angeben. Die Nettokosten für Ausgleichsenergie betragen in diesem Zeitraum 11,6 Mio. €. Aufgrund der zeitlichen Verzögerung der Bilanzkreisabrechung lassen sich diese Werte nur begrenzt Rückschlüsse auf die tatsächlichen Kosten zu. Eine verlässliche Aussage für die erwarteten Gesamtkosten des Jahres 2010 ist hier nicht möglich. Wichtig ist hier ebenfalls anzumerken, dass die hier dargestellten Kosten aufgrund der unterschiedlichen Bilanzierung nicht direkt mit den in Abschnitt 1 ausgerechneten Kosten der Prognosefehler vergleichbar sind. Der zentrale Grund ist dabei, dass z. B. verminderte Einnahmen in der vortägigen Vermarktung, die durch Unterschätzung der Windeinspeisung entstehen, im derzeitigen System nicht als Kosten bilanziert werden. Für eine verbesserte Transparenz und eine Bewertung der Effizienz des EEG Managements durch die ÜNB besteht hier Handlungsbedarf. Die Einnahmen aus vortägiger und untertägiger Vermarktung sollten hier getrennt ausgewiesen werden. Für eine verbesserte Bewertung der Vermarktungsaktivitäten wäre es auch sinnvoll die Monatssumme der day-ahead gehandelten Strommengen nach Technologiegruppen (Wind, PV, Biomasse, Wasser, Sonstige) auszuweisen.

5.1.3.2.2 Kosten für die Finanzierung des EEG Kontos

Die Referenzwerte für die Verzinsung des EEG Kontos sind an den mit einem Zuschlag von 0,3 Prozentpunkten an den Zinsindikator EURIBOR gekoppelt. Für die erste Hälfte des Jahres 2010 war das Zinsniveau sehr niedrig. Die Verzinsung für Einmonatsgeld bewegte sich im Jahr 2010 im Bereich von 0,4-0,85 %. Aufgrund des positiven Kontostandes in den ersten Monaten des Jahres 2010 ergibt sich Ende September nur eine leicht negative Bilanz der Zinszahlungen. Einnahmen in Höhe von 1,52 Mio. € stehen Ausgaben in Höhe von ca. 3,5 Mio. € gegenüber. Zusätzlich werden für die Kreditlinienbereitstellung 0,8 Mio. € und für Differenzen zum Zinskorridor von EURIBOR +0,3 Kosten in Höhe von 3,25 Mio € eingestellt. Insgesamt haben Finanzierungdienstleistungen für das EEG Konto mit ca. 6 Mio. € derzeit also keinen großen Einfluss auf die Gesamtkosten. Dies liegt allerdings auch im niedrigen Zinsniveau begründet. Im Rahmen einer weiteren Erhöhung der Transparenz wäre es ggf. auch sinnvoll, dass die ÜNB die Finanzdienstleistungen für das EEG Konto (Kreditlinie und Verzinsung von Soll & Haben) öffentlich ausschreiben.

5.1.3.2.3 Sonstige Kosten

Im Rahmen des Managements der EEG Wälzung wurden von den ÜNB noch weitere Kosten in das EEG Konto gebucht. Hierzu gehören die Kosten für die Handelsanbindung, Kosten für IT-Infrastruktur und Personal,

Abrechnungskosten und die Kosten für die Erstellung der Jahresprognose. Insgesamt betragen die Kosten ca. 6 Millionen €. Die größten Kostenpostionten entfallen dabei auf die Kategorie Handelsanbindung (3,9 Mio. €) und „IT-Infrastruktur, Personal, Dienstleistungen“ mit ca. 2 Mio. €. Auffällig in beiden Kategorien sind deutlich erhöhte Kostenbuchungen im August bzw. September, die in diesem Vorhaben kurzfristig nicht aufgeklärt werden konnten.

5.1.3.2.4 Fazit und Übersicht

Die Übersicht in Abbildung 5-3 zeigt, dass die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern die Gesamtkosten für das EEG Management dominieren. In diesem Zusammenhang ist es wichtig zu erwähnen, dass die derzeitige Veröffentlichungspraxis eine genaue Bestimmung der Kostenpositionen für den Ausgleich von Prognosefehlern nicht zulässt. Hier besteht dringender Handlungsbedarf für eine verbesserte Ausweisung der Kostenpostionen. Notwendig wäre in diesem Zusammenhang eine getrennte Ausweisung der Einnahmen aus vortägiger und Untertägiger Vermarktung. Zusätzlich erscheint eine Ausweisung der Monatssummen der vortägig gehandelten Strommengen nach Energieträgern sinnvoll um die Transparenz der Vermarktungsaktivitäten zu erhöhen.

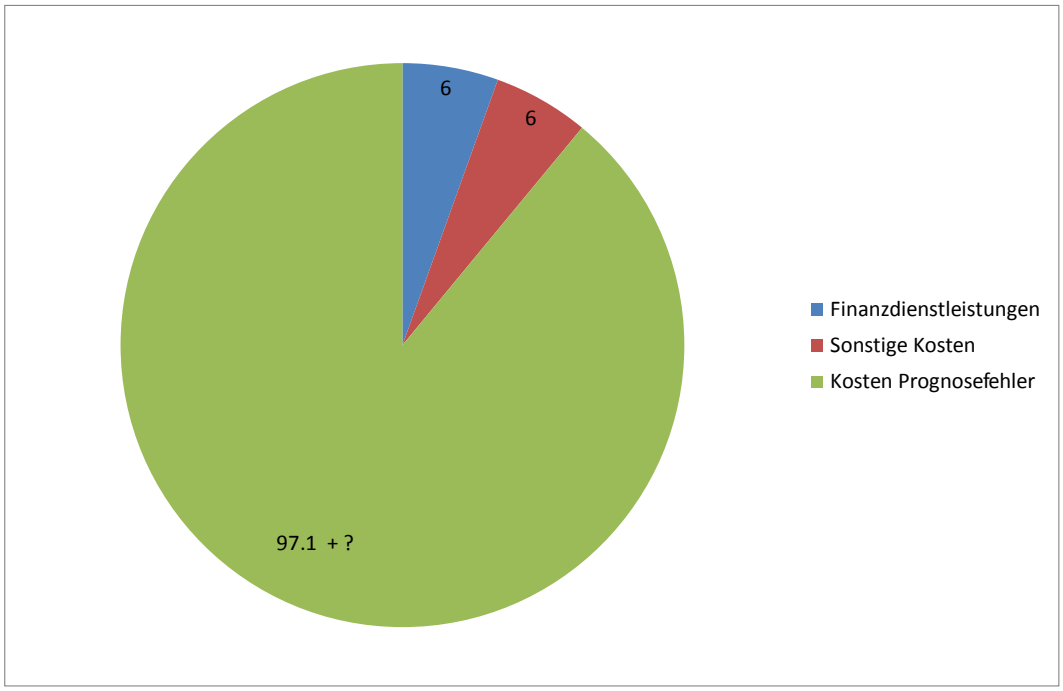


Abbildung 5-3: Ausgewiesene Kostenpositionen für das Jahr 2010 in Mio. €.

5.1.4 Zielerreichung: Effizienz des EEG Managements durch die ÜNB (ISI)

Durch den Wegfall der rollierenden Bandlieferung der ÜNB sollte die Effizienz der EEG Wälzung erheblich gesteigert sein. Während die Bundesnetzagentur für 2007 und 2008 EEG Veredelungskosten von 577 bzw. 595 Mio. € ansetzt[272], beträgt die Prognose der Kosten für das Jahr 2010 lediglich ca. 380 Mio. €. Sowohl die Darstellungen in Abschnitt 1 als auch die Analyse des EEG Kontos in 5.1.3 legen nahe, dass eine deutliche Reduktion der Kosten für das EEG Management realisiert werden konnte. Eine genaue Bestimmung ist allerdings erst nach Abschluss der Prüfungen der Abrechungen des Jahres 2010 durch die Bundesnetzagentur möglich. Aufgrund der oben angesprochenen fehlenden Trennschärfe der veröffentlichten Daten ist eine exakte Bestimmung nur durch die Bundesnetzagentur möglich.

5.2 Fazit zur Zielerreichung des neuen Wälzungsmechanismus (ISI)

Die Analysen zeigen dass die neue EEG Wälzung die zentralen Ziele der Entlastung der Vertriebe, der höheren Effizienz des EEG Managements durch die ÜNB und der verbesserten Transparenz weitgehend erreicht hat. Allerdings besteht im Bereich der Transparenz noch gewisser Handlungsbedarf. So ist durch die Veröffentlichung des EEG Bilanzkreises erstmals eine Analyse der durch Prognosefehler verursachten Ausgleichsenergiekosten möglich. Allerdings ist eine Analyse der tatsächlichen Kosten des gesamten Ausgleichs von Prognosefehlern leider nicht möglich, da die Einnahmen aus untertägiger und vortägiger Vermarktung gemeinsam ausgewiesen werden. Für eine effektive Kontrolle und Analyse der Vermarktung und der Kosten des Ausgleichs von Prognosefehlern wäre es daher notwendig:

- Die Erlöse bzw. Kosten aus vortägiger und untertägiger Vermarktung getrennt auszuweisen.
- Zusätzlich erscheint es notwendig, die gehandelten Strommengen nach den Technologiegruppen (Wind, PV, Wasser, Biomasse, Sonstige) für den day-ahead Markt als Monatssummen auszuweisen.

5.3 Stärken und Schwächen der derzeitigen Wälzungsstruktur (ISI)

Die zentrale Stärke des derzeitigen Wälzungssystems ist, dass es sich um ein robustes, mit geringen Einschränkungen transparentes und weitgehend effizientes System handelt. Das System ist in dem Sinne robust,

[272] Bundesnetzagentur (2010): EEG Monitoringbericht 2010. http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/134810/publicationFile/1107/Monitoringbericht2009EnergieId17368pdf.pdf

dass durch das regulierte Vermarktungsverfahren keine Risikoprämien auf Seite der Übertragungsnetzbetreiber notwendig sind. Somit entsteht Spielraum für eine Weiterentwicklung des EEG auf Seite der Erzeuger. So ist z. B. ein monatlicher Ausstieg aus dem EEG zur Direktvermarktung nach §17 möglich ohne dass die daraus entstehenden Mengenrisiken in der EEG Wälzung signifikante Mehrkosten verursachen. Ein weiterer Vorteil des derzeitigen Systems ist, dass die Optimierungskette der Vermarktung inkl. Ausgleich von Prognosefehlern weitgehend geschlossen ist.

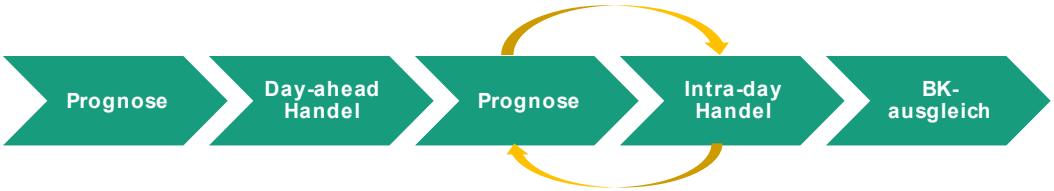


Abbildung 5-4: Optimierungskette der Vermarktung.

Die zentrale Schwäche des derzeitigen Systems ist, dass das Marktsignal die erneuerbaren Erzeuger nicht erreicht. Das heißt innerhalb des Wälzungssystems ist derzeit keine Reaktion auf die Marktpreise möglich. Dies ist insbesondere durch die Stark steigende EEG Stromproduktion problematisch, da ein wachsender Teil der Stromproduktion nicht mehr durch das Marktsignal erreicht wird. Besonders deutlich wird das in Situationen hoher EEG Produktion und geringer Stromnachfrage. Hier kann es zu deutlich negativen Preisen kommen, die derzeit durch limitierte Gebote der ÜNB begrenzt werden müssen.

Die Vermarktung der Stromerzeugung in den Regelzonen 50 Hertz und Tennet erfolgt inzwischen durch komplett eigenständige Gesellschaften, die nicht mehr in Verbindung mit den großen Energieversorgern in Deutschland stehen. Auch in den Regelzonen von EnBW und Amprion sollte die Vermarktung über einen eigenen Handelszugang der jeweiligen ÜNB erfolgen; allerdings war hier bislang eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Übertragungsnetze von den Mutterkonzernen politisch nicht durchsetzbar. Dabei gibt es unterschiedliche Einschätzungen im Forschungskonsortium, wie stark die die Verflechtung von EnBW und Amprion mit ihren Konzernen im Rahmen der EEG Wälzung als Problem eingestuft wird. Während Fraunhofer ISI durch die aktuellen Regelungen die Gefahr, dass die Handelshäuser der großen Energieversorger einen Informationsvorsprung durch die EEG Vermarktungsaktivitäten der ÜNB erreichen, deutlich reduziert sieht, wird die Situation von IZES deutlich kritischer gesehen. Eine Zusammenfassung der wichtigsten Stärken und Schwächen findet sich in der folgenden Tabelle.

Tabelle 5-1: Übersicht: Stärken und Schwächen der Wälzung.

Kriterium	Bewertung
Robustheit	Sehr hoch
Effizienz des Prognoseausgleichs	Relativ hoch
Transparenz	Relativ hoch mit gewissen Verbesserungsbedarf
Mangelnde Entflechtung	Trifft ggf. auf 2 ÜNB zu, Bewertung der Forschungsnehmer nicht eindeutig
Steuerungswirkung des Marksignals erreicht Anlagen nicht	Wird für die zukünftig Entwicklung als problematisch eingestuft

5.4 Optionen zur Weiterentwicklung des EEG Wälzungsmechanismus (ISI)

Auf Basis der Analysen der Stärken und Schwächend der derzeitigen EEG Wälzung sollen in den folgenden Abschnitten Optionen zur Weiterentwicklung der EEG Wälzung diskutiert werden. Grundsätzlich sollte bei der Bewertung gelten, dass alle weiteren Optionen sich daran messen lassen müssen, inwieweit ein zusätzlicher Nutzen für die Verbraucher bzw. das Stromversorgungssystem gegenüber dem derzeitigen Stand entsteht. Die zentralen Nutzen können dabei in einer erhöhten Gesamteffizienz, die sich in geringeren Kosten für die Verbraucher widerspiegelt und einer erhöhten Transparenz liegen.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ergeben sich folgende Optionen zu Weiterentwicklung zur Reduzierung der Bedeutung innerhalb der EEG Wälzung:

- Eine Ausschreibung der EEG Vermarktung
- Die Schaffung einer neutralen EEG Vermarktungsgesellschaft
- Zusätzliche Freiräume für die ÜNB innerhalb der EEG-Vermarktung.

5.4.1 Ausschreibung der EEG Vermarktung Energiewirtschaftliche Analyse (ISI)

Im Rahmen der Diskussion um eine Ausschreibung der EEG Vermarktung sind zwei zentrale Parameter zu beachten:

- Der Umfang der ausgeschriebenen Dienstleistungen
- Der Art der Ausschreibung.

5.4.1.1 Umfang der ausgeschriebenen Dienstleistungen

Generell sind verschiedene Varianten der Ausschreibung denkbar, die sich im Umfang der ausgeschriebenen Dienstleistungen unterscheiden. Diese reichen

- von der reinen day-ahead Handelsabwicklung
- bis zur kompletten Abnahme des EEG Stromes.

5.4.1.1.1 Reine day-ahead Handelsabwicklung

Bei der Ausschreibung der reinen day-ahead Handelstätigkeit stellt sich die Frage nach dem Zusatznutzen gegenüber der bisherigen Lösung. Letztlich geht es in diesem Fall nur um eine kleine Kostenposition. Im Rahmen der Prognose der EEG Umlage 2010 sind hier lediglich 5 Mio. € angesetzt. Zudem sind die ÜNB zur Wahrung der Neutralität der Abwicklung verpflichtet worden, einen eigenen Handelszugang zu etablieren. Diese Neutralität würde in diesem Fall ohne erkennbaren Zusatznutzen aufgegeben.

5.4.1.1.2 Abnahme des EEG Stromes

Ein Vorteil einer großen Ausschreibung durch Abkauf eines bestimmten Anteils der EEG Stromerzeugung liegt in der der Möglichkeit, dass der Vermarkter in diesem Fall frei auf allen Märkten agieren und somit ggf. Mehrerlöse erzielen kann. Ziel einer solchen Lösung ist also die Einnahmen zu Erhöhen. Weiterhin ist keine aufwändige Regulierung der Kosten der Vermarktung notwendig. Der Wert des EEG Stromes ergibt sich aus den Ausschreibungserlösen. Ein offener Punkt bei allen Ausschreibungslösungen ist die Frage der Prognoseverantwortung. Dies gilt insbesondere wenn der Strom in Tranchen ausgeschrieben wird. Hier wird ggf. der empfohlene Zusammenhang aus Prognose und Ausgleich der Prognosefehler durchbrochen. Es ist also eher fraglich, inwieweit beim Ausgleich der Prognosefehler eine höhere Effizienz erzielt werden kann.

Ein zentrales Problem bei der Ausschreibung ist die Frage der Ausschreibungsergebnisse. Durch hohe Risikoprämien oder mangelnden Wettbewerb könnten die ggf. möglichen Mehrerlöse durch die freie Vermarktung kompensiert werden. Bei ungünstigem Verlauf kann es hier zu erheblichen Mehrkosten für die Endkunden kommen. Um dies zu vermeiden, könnte man für die Ausschreibung etwa Mindestgebote festlegen, die sich z. B. am aktuellen bzw. zu erwartenden Strompreis orientieren. Wenn die Mindestgebote nicht erreicht werden, würde der Strom weiterhin durch die ÜNB vermarktet. Diese Maßnahme könnte das Risiko für die EEG Umlage beschränken. Die ex ante Festlegung eines solchen Mindestgebotes ist mit erheblichen Unsicherheiten und Aufwand behaftet. Neben der Schwierigkeit der ex ante Festlegung des Mindestgebotes birgt die Option das Risiko, das in diesem Fall das Mindestgebot den Preis vorgibt.

5.4.1.2 Umfang der ausgeschriebenen Strommengen

Eine wichtige Stellgröße für das Design einer Vermarktung neben dem Umfang der Dienstleistung ist die Art der Ausschreibung. Dabei kann die gesamte EEG Stromerzeugung als ein Paket oder in einzelnen Losen ausgeschrieben werden. Bei Vergabe durch Lose könnte ein Teil der Vermarktung auch bei den ÜNB verbleiben, um die Risiken der Einführung zu minimieren.

5.4.1.2.1 Ausschreibung der gesamten EEG Stromerzeugung

Die Ausschreibung der gesamten EEG Stromerzeugung in einem Paket scheint nur bei sehr geringem Umfang der Dienstleistung wie z. B. der reinen day-ahead Handelsabwicklung ratsam. Bei höherer Dienstleistungstiefe würde die Größe der EEG Stromenge die Anzahl der möglichen Akteure, die ein solches Strom- und Finanzvolumen bearbeiten können, stark einschränken. Somit würde der Wettbewerb bei der Ausschreibung reduziert und es könnte ein sehr ungünstiges und damit für die Endkunden teures Ergebnis der Ausschreibung entstehen. Vorteil dieser Lösung ist, dass Prognose und Prognoseausgleich in einer Hand liegen können und somit eine Optimierung der Vermarktungskette für den Ausgleich von Prognosefehlern möglich ist. Da der Ausgleich von Prognosefehlern jedoch nur einen kleinen Teil des gesamten Vermarktungsvolumens ausmacht ist, sollte dieser Aspekt im Verhältnis zu den oben genannten Risiken gesehen werden.

5.4.1.2.2 Ausschreibung in Tranchen

Eine Möglichkeit das Risiko ungünstiger Marktergebnisse zu reduzieren, ist die Aufteilung der EEG Strommenge in Tranchen. Dies könnte die Anzahl potentieller Akteure gegenüber der Ausschreibung deutlich erhöhen und zu eine besseren Wettbewerb führen. Unter Berücksichtigung des fluktuierenden Charakters der EEG Strommenge scheint in diesem Zusammenhang nur eine Ausschreibung als prozentualer Anteil der jeweiligen EEG Erzeugung sinnvoll. In diesem Falle erhielte der Gewinner einer Ausschreibungsrunde zu jeder Stunde/Viertelstunde des Ausschreibungszeitraumes z. B. 5 % der aktuellen EEG Stromerzeugung.

5.4.1.2.2.1 Zusammenstellung der ausgeschriebenen Strommengen

Bei Ausschreibung der EEG Strommengen in Tranchen ergibt sich die Frage der Zusammenstellung der ausgeschriebenen EEG Tranchen. Theoretisch denkbar sind hier insbesondere prozentuale Anteile am EEG Einspeiseprofil oder ein klar definierter Pool aus konkreten EEG Anlagen.

Prozentualer Anteil am EEG Profil

Der Vorteil einer Ausschreibung eines Anteils am EEG Profil ist die Tatsache, dass die maximalen Ausgleichseffekte des bundesweiten EEG Portfolios genutzt werden können. Der zentrale Nachteil dieser anonymen Weiterleitung ist die Problematik, dass in dieser Lösung keine Verbindung zwischen Markt und Erzeugern geschaffen wird und somit auch keine Anreize zur Reaktion auf Marktpreissignale bestehen. Zudem ist auch bei dieser Lösung die Kette aus Verantwortung für Prognose und Prognoseausgleich nicht geschlossen, da der Vermarktung immer auf die zentrale ÜNB Prognose und Ist-Hochrechnung angewiesen ist.

Konkrete Anlagenportfolien

Eine Möglichkeit auch im Rahmen einer Ausschreibung konkrete Vertragsbeziehungen zwischen Vermarktern und Erzeugern zu schaffen wäre die Ausschreibung konkreter Portfolien aus verschiedenen Anlagen. Diese Lösung ist jedoch in der Umsetzung möglicherweise als problematisch einzustufen, da Portfolios aus konkreten Anlagen eine unterschiedliche Wertigkeit aufweisen und somit die Vergleichbarkeit der Ausschreibungslose verloren geht. Dies gilt im Übrigen für jede Form der Aufteilung des EEG Anlagenpools in konkrete Anlagenportfolien. Gewichtiger ist jedoch neben der Komplexität eines solchen Vorganges, dass hier insbesondere auf der Seite der EE Erzeuger Partnerschaften mit Vermarkten erzwungen werden. Da hier für beide Seiten keine freiwillige Zusammenarbeit gegeben ist, wird die großflächige Umsetzung einer solchen Lösung im Forschungskonsortium unterschiedlich eingeschätzt. Während Fraunhofer ISI einer solchen Lösung kritisch gegenübersteht wird von BBH betont, das immerhin durch die bestehende Möglichkeit freiwilliger Vereinbarungen eine gewisse Kooperation zwischen Vermarkter und Anlagenbetreiber erreicht werden kann, die eine ggf. eine Verbesserung gegenüber dem Status quo darstellt.

5.4.1.3 Ausschreibungszeitraum

Ein weiterer wichtiger Parameter für die Gestaltung einer Ausschreibungslösung ist der Ausschreibungszeitraum der ausgeschriebenen Dienstleistung. Theoretisch sind auch hier alle Werte zwischen täglicher Ausschreibung und mehreren Jahren denkbar. Die jährliche Taktung der Berechnung der EEG Umlage und der Aufwand der Ausschreibung selbst sprechen eher für eine jährliche Ausschreibung. Für kürzere Fristen bei der Ausschreibung spricht lediglich die Hoffnung, dass ggf. auf ungünstige Ergebnisse einer ersten Ausschreibung früher reagiert werden kann. In diesem Zusammenhang sollte auch beachtet werden, dass der Aufbau einer effizienten EEG Vermarktung eine gewisse Zeit in Anspruch nimmt. Dies gilt insbesondere für die Vermarktung konkreter Anlagenportfolien, die ggf. auch eine längere Bindungszeit als ein Jahr erfordern.

5.4.1.4 Vergütungssystem

Im Rahmen einer Ausschreibung für die EEG Vermarktung stellt sich auch die Frage nach dem Vergütungssystem.

Dieses könnte sowohl

- monetär (absolut oder pro kWh)
- oder in Form einer Beteiligung am Erlös der EEG Vermarktung.

angegeben werden.

Die Erlösbeteiligung ist jedoch nur sinnvoll wenn die gesamte Vermarktungskette bis zum Ausgleich von Prognosefehlern ausgeschrieben wird, da ansonsten z. B. die day-ahead Vermarktung auf Kosten des untertägi-

gen Ausgleichs optimiert wird. Im Falle einer Gewinnbeteiligung scheint es auch notwendig die Bilanzierung und Vermarktung des Akteurs durch eine unabhängige Kontrollinstanz zu überwachen, um Missbrauch zu vermeiden.

5.4.1.5 Zugelassene Akteure

Über die Frage der zugelassenen Akteure bei der Ausschreibung kann ebenfalls diskutiert werden. In diesem Zusammenhang kann z. B. diskutiert werden, ob die ÜNB oder große EVU als Bieter zugelassen werden. Dabei ist auf der einen Seite zu beachten, dass jede Einschränkung die Konkurrenz im Ausschreibungsverfahren reduziert und damit ggf. auch zu höheren Kosten führt. Auf der anderen Seite spricht das Ziel der Entflechtung von Vermarktungsaktivitäten und Netz gegen eine Teilnahme der ÜNB.

Ein Ausschluss von einzelnen EVU könnte insbesondere unter wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten und dem Schutz des freien Wettbewerbs durch Grundgesetz und Europarecht problematisch sein. Hier wäre zu untersuchen, inwieweit etwa große EVU, die eine erhebliche Marktmacht bei der Erzeugung haben, evtl. rechtmäßig ausgeschlossen werden könnten. Im Übrigen muss durch bestimmte Kriterien gewährleistet werden, dass die Akteure die notwendige Zuverlässigkeit uns insbesondere Bonität für die Vermarktung mitbringen.

5.4.1.6 Gründung einer neutralen EEG Vermarktungsgesellschaft

Als mögliche Alternative zur Ausschreibung der EEG Strommengen wurde in der Vergangenheit auch die Gründung einer EEG Vermarktungsgesellschaft diskutiert. Dieser Vorschlag wurde vor allem als Alternative für die in der Vergangenheit bestehende EEG-Vermarktung der ÜNB über die Handelstöchter der großen EVU diskutiert. Ziel dieses Vorschlages ist es, die Vermarktung des EEG in neutrale Hände zu geben und mögliche Informationsvorteile für die großen EVU zu reduzieren. Vor dem Hintergrund der aktuell schon relativ weit gehenden Entflechtung der ÜNB Vermarktung von den EVU Handelshäusern sind auch die Vorteile einer solchen Lösung geringer geworden, da auch dieser zu schaffende neutrale Akteur durch Regulierung und Anreizsysteme zu einer transparenten und effizienten Vermarktung angehalten werden müsste. Im Übrigen ist unter europarechtlichen Gesichtspunkten zu beachten, dass die Einbeziehung einer staatlichen Stelle in die Vermarktung der EEG-Strommengen aus Sicht von FUER und BBH die erhebliche Gefahr birgt, dass das EEG als Beihilfe im Sinne des Europarechts qualifiziert werden könnte.

5.4.2 Juristische Analyse: Beihilferechtlicher Rahmen für eine Übertragung der Vermarktung des EEG-Stroms auf einen Dritten (FUER)

5.4.2.1 Einführung

Nach § 2 Abs. 1 AusglMechV sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, selbst oder gemeinsam den EEG-Strom diskriminierungsfrei und transparent zu vermarkten. Diese Verpflichtung besteht allerdings nur bis zur Übertragung der Vermarktungstätigkeit auf Dritte. Eine Übertragung kann erstmalig im Jahre 2012 und nur auf der Grundlage einer Rechtsverordnung, die nach §§ 2 Abs. 1 Satz 2, 11 Nr. 4 AusglMechV von der Bundesnetzagentur erlassen wurde, erfolgen. Hierbei bestehen verschiedene Möglichkeiten, die Übertragung der Vermarktungstätigkeit zu regeln. Zum einen wäre es denkbar, die Tätigkeit auf nur eine Stelle zu übertragen. Zum anderen ist auch eine Übertragung auf mehrere Vermarkter, z. B. durch Ausschreibung der Vermarktungstätigkeit, möglich.

Eine Fortentwicklung des EEG-Ausgleichmechanismus muss jedoch die verfassungs- und europarechtlichen Grenzen einhalten. Im Rahmen des nationalen Verfassungsrechts, insbesondere hinsichtlich der Grundrechte und der Anforderungen der Finanzverfassung, zeichnen sich keine neuen Problemfelder ab, so dass grundsätzlich von einer Verfassungskonformität ausgegangen werden kann. Grenzen setzen unterdessen aber die beihilferechtlichen Vorgaben des Europarechts.

5.4.2.2 Die beihilferechtlichen Vorgaben, Art. 107 ff. AEUV

Die beihilferechtlichen Vorgaben sind in Art. 107 ff. AEUV geregelt. Das Beihilferecht ist Teil des Wettbewerbskapitels und dient dazu, den Wettbewerb innerhalb des Binnenmarktes vor Verfälschung zu schützen[273]. Nach Art. 108 AEUV führt die Kommission die Aufsicht über die Beihilfevergabe der Mitgliedstaaten.

Nach Art. 107 Abs. 1 AUEV sind, soweit die Verträge nicht etwas anders bestimmen, „staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Gemeinsamen Markt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen."

Die Begünstigungen dürfen nicht „staatlich oder aus staatlichen Mitteln" gewährt werden. Gemäß der Rechtsprechung des EuGH ist dies dann der Fall, wenn diese weder unmittelbar noch mittelbar aus staatlichen Mitteln stammen[274]. Bislang stellte das EEG keine Beihilfe dar. In seinem Preus-

[273] EuGH, Rs. 171/83, Slg. 1983, 2621, Rn. 9.

[274] Vgl. grundlegend EuGH, Rs. 82/77, Slg. 1978, 25, 40 – *van Tiggele.* Im Anschluss daran: EuGH, Rs. C-72 u. 73/91, Slg. 1993, I-887, 933 – *Sloman Neptun*; Rs. C-189/91, Slg. 1993, I-6185, 6220 – *Kirsammer-Hack*; Rs. C-52-54/97, Slg. 1998, I-2629, 2641 – *Viscido*.

senElektra-Urteil[275] bestimmte der EuGH, dass es sich bei Vorteilen aus einer Regelung, die Mindestpreise für Strom aus erneuerbaren Energiequellen mit einer Abnahmepflicht kombiniert, nicht um Vorteile handelt, die unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt werden. Die staatliche Zurechenbarkeit wurde verneint, so dass keine Beihilfe vorliegt. Zwar war nicht das EEG selbst, sondern das Stromeinspeisungsgesetz Gegenstand des Urteils. Die Mechanismen der beiden Gesetze entsprechen aber einander.

Selbst wenn diese Entsprechung infolge einer Weiterentwicklung aufgehoben werden könnte, würde dies aber nicht unbedingt zur europarechtlichen Unzulässigkeit des EEG führen. Sollte der Tatbestand der Beihilfe erfüllt sein, wäre eine Notifikation des EEG bei der EU-Kommission erforderlich und diese hätte dann über die Zulässigkeit der gewährten Beihilfe zu entschieden[276].

5.4.2.3 Übertragung der Vermarktungstätigkeit

Bei der Übertragung der Vermarktungstätigkeit ist zu beachten, dass eine zu weite staatliche Beeinflussung vermieden wird. Die Wahl des EEG-Strom-Vermarkters darf nicht dazu führen, dass die gewälzten Gelder als staatliche Mittel zu qualifizieren sind. Es bestehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten der Vermarktungsübertragung: Die Übertragung auf eine staatliche oder staatlich kontrollierte Stelle (dazu 5.4.2.3.1) oder auf einen privaten Akteur. Letzteres könnte wiederum durch Ausschreibung einer Dienstleistungskonzession (dazu 5.4.2.3.2) oder durch eine gesetzliche Auferlegung der Vermarktungstätigkeit für die Erfüllung dieser Aufgabe erfolgen (dazu 5.4.2.3.3).

5.4.2.3.1 Staatliche bzw. staatlich kontrollierte Vermarktungsstelle

Zunächst besteht die Möglichkeit, die Vermarktungstätigkeit auf eine staatliche bzw. staatlich kontrollierte Stelle zu übertragen. Dies hätte jedoch zur Folge, dass diese Vermarktungsstelle aufgrund ihrer Vermarktungstätigkeit Einfluss auf den EEG-Wälzungsmechanismus ausüben würde. Der EuGH nimmt hier aufgrund des staatlichen Einflusses regelmäßig eine staatliche Beihilfe an.

Dies kann selbst dann gelten, wenn die Vermarktungsaufgabe in Privatrechtsform (durch Gründung einer juristischen Person des Privatrechts) wahrgenommen werden würde. Die bloße Tatsache, dass ein öffentliches Unternehmen in Form einer Kapitalgesellschaft gegründet worden ist, reicht nämlich nicht aus, um auszuschließen, dass eine Beihilfemaßnahme einer solchen Gesellschaft dem Staat zuzurechnen ist[277].

---

275 EuGH 13.3.2001, Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-2099, Rn. 59 – *PreussenElektra*.

276 Vgl. Entscheidung KOM C (2006) 2955 endg., NN 162/A/2003 und N 317/A/2006, Rn. 64 ff.

277 EuGH, C-305/89, Rn. 13 – *Italien/Kommission*; EuGH, C-482/99, Slg. 2002, I-4397, Rn. 57 – *Stardust Marine*.

5.4.2.3.1.1 Das Van-der-Kooy-Urteil des EuGH

Entscheidend ist, ob die Gelder staatlich gewährt werden. Bislang wurde die EEG-Vergütung privatrechtlich eingestuft. Sie könnte jedoch als staatliche Maßnahme qualifiziert werden, wenn ein staatlicher Einfluss auf die Vermarktungstätigkeit vorliegen würde[278]. Voraussetzung ist, dass der Staat die vergebenen Mittel zumindest zeitweise unter seiner Kontrolle hat[279]. In seinem Urteil van der Kooy stellt der EuGH auf die Umstände ab, dass die Unternehmen durch die Ausübung von Mehrheitsrechten nicht völlig selbständig sind, sondern unter der Kontrolle und nach den Anweisungen öffentlicher Stellen handeln[280].

5.4.2.3.1.2 Das Stardust-Marine-Urteil des EuGH

Auch wenn der Staat in der Lage ist, ein öffentliches Unternehmen zu kontrollieren und einen beherrschenden Einfluss auf dessen Tätigkeiten auszuüben, muss nach dem *Stardust*-Urteil des EuGH aber zudem feststehen, dass der Staat diese Kontrolle im konkreten Fall auch tatsächlich ausübt und in irgendeiner Weise am Erlass der Maßnahmen beteiligt ist[281]. Dabei hat der EuGH jedoch auch klargestellt, dass die Zurechenbarkeit einer Beihilfemaßnahme eines öffentlichen Unternehmens an den Staat aus einem Komplex von Indizien abgeleitet werden kann, die sich aus den Umständen des konkreten Falles und aus dem Kontext ergeben, in dem diese Maßnahme ergangen ist[282]. Weitere nach dem EuGH zu prüfende Indizien sind insbesondere die Eingliederung des Unternehmens in die Strukturen der öffentlichen Verwaltung, die Art seiner Tätigkeit und deren Ausübung am Markt unter normalen Bedingungen des Wettbewerbs, der Rechtsstatus des Unternehmens oder die Intensität der behördlichen Aufsicht oder jedes andere Indiz, das im konkreten Fall auf eine Beteiligung der Behörden oder auf die Unwahrscheinlichkeit einer fehlenden Beteiligung am Erlass einer Maßnahme hinweist[283].

Eine Maßnahme könnte demzufolge dann als Beihilfe zu qualifizieren sein, wenn der EEG-Strom, der von einer staatlich kontrollierten Stelle vermarktet wird, etwa nicht zu marktkonformen Preisen angeboten wird.

5.4.2.3.1.3 Die Österreich-Entscheidungen der Kommission

In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass die EU-Kommission bereits die Tatsache, dass eine bestimmte Stelle aufgrund eines Gesetzes eingerichtet wurde und vom Staat dazu bestimmt ist, die Weiterleitung von Fördermitteln zu den Ökostromerzeugern abzuwickeln,

---

278 EuGH, C-67/85, Slg. 1988, 219, Rn. 35 – *van der Kooy*.

279 *W. Frenz*, Handbuch Europarecht, Bd. 3., 2007, Rn. 558.

280 EuGH, C-67/85, Slg. 1988, 219, Rn. 36 f. – *van der Kooy.*

281 EuGH, C-482/99, Slg. 2002, I-4397, Rn. 52 – *Stardust Marine.*

282 EuGH, C-482/99, Slg. 2002, I-4397, Rn. 55 – *Stardust Marine.*

283 EuGH, C-482/99, Slg. 2002, I-4397, Rn. 56 – *Stardust Marine.*

als Indiz für das Vorliegen einer staatlichen Beihilfe wertet[284]. Dabei lässt sie teilweise sogar die staatlichen Beteiligungsverhältnisse offen[285].

5.4.2.3.2 Konzessionsvergabe mittels Ausschreibung

Eine weitere Möglichkeit ist die Übertragung der Vermarktungstätigkeit auf einen privaten Akteur. Dies könnte durch die Ausschreibung einer Dienstleistungskonzession erfolgen. Die Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien würde in Übereinstimmung mit der vom Staat erteilten Konzession erfolgen. Für die Konzessionserteilung würden die Bestimmungen über die Ausschreibung von Dienstleistungskonzessionen gelten.

Für diese Übertragungsmöglichkeit bestehen jedoch keine beihilferechtlich eindeutigen und anerkannten Grenzziehungen, zudem können die Bewertungen der EU-Kommission von denen des EuGH abweichen. Für den Fall der Konzessionsvergabe mittels Ausschreibungsverfahren sind jedenfalls die Beihilfe-Entscheidungen der EU-Kommission zu beachten, die in Erfüllung ihrer Aufgabe als Beihilfenaufsicht gemäß Art. 108 AEUV strengere Maßstäbe anlegt und damit das Vorliegen einer staatlichen Beihilfe eher bejaht. Maßgeblich ist hier vor allem die Kommissions-Entscheidung zum österreichischen Ökostromgesetz[286]. Entscheidend war auch hier die Abwicklung durch Stellen, die von der öffentlichen Hand dominiert bzw. kontrolliert werden[287]. Dabei zog die EU-Kommission jedoch gerade eine Konzessionserteilung im Wege der Ausschreibung einer Dienstleistungskonzession für die Tätigkeit einer Ökostromabwicklungsstelle als Kriterium heran, um die dort abgewickelten Gelder als staatlich kontrolliert anzusehen und damit als staatliche Beihilfe zu qualifizieren[288].

Die EU-Kommission führt hierzu folgendes aus[289]:

> *(Rn. 48) (…) Anders als bei dem Sachverhalt, der dem PreussenElektra-Urteil zugrunde liegt, werden die Abnahmepreise* [im Fall des österreichischen Ökostromgesetzes] *jedoch durch eine Clearingstelle gelenkt. Diese Stelle sind die Ökobilanzgruppenverantwortlichen bzw. die Ökostromabwicklungsstelle.*
> *(Rn. 49) Die Ökobilanzgruppenverantwortlichen* [= Netzbetreiber] *sind zumindest staatlich dominiert und befinden sich in einigen Fällen sogar ausnahmslos in staatlichem Eigentum. Obwohl noch keine Angaben über die Beteiligungsverhältnisse bei der Ökostromabwicklungsstelle* [als Nachfolgering der Ökobilanzgruppenverantwortlichen] *vorliegen, ist die Einflussnahme des Staates auf die Abwicklungsstelle daran erkennbar, dass*

[284] Entscheidung KOM C (2006) 2955 endg., NN 162/A/2003 und N 317/A/2006, S. 12 Rn. 52.

[285] Entscheidung KOM C (2006) 2955 endg., NN 162/A/2003 und N 317/A/2006, S. 12 Rn. 49 und 52.

[286] Entscheidung KOM C (2006) 2955 endg., NN 162/A/2003 und N 317/A/2006.

[287] Entscheidung KOM C (2006) 2955 endg., NN 162/A/2003 und N 317/A/2006, S. 12 Rn. 50.

[288] Entscheidung KOM C (2006) 2955 endg., NN 162/A/2003 und N 317/A/2006, S. 12 Rn. 49.

[289] Hervorhebungen und Klarstellungen durch die Verfasser.

für die Ausübung eine Konzession erforderlich ist. Darüber hinaus sind dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit erhebliche Änderungen in den Beteiligungsverhältnissen anzuzeigen, und er kann diese untersagen, wenn die notwendigen Voraussetzungen für eine Konzession nicht mehr vorliegen. Ferner unterliegt die Ökostromabwicklungsstelle der Kontrolle des Österreichischen Rechnungshofs.
(Rn. 50) Nach Auffassung der Kommission weist dieser Sachverhalt rechtserhebliche Unterschiede zu dem im Preussen-Elektra-Urteil des Gerichtshofs gewürdigten System auf, nämlich die Abwicklung des Abnahmepreises durch Stellen, die von der öffentlichen Hand dominiert bzw. kontrolliert werden. Diese Stellen halten die die an sie zu zahlenden Mittel und zahlen sie an die Begünstigten aus. Im so genannten „Stardust Marine-Urteil" entschied der Gerichtshof, dass von öffentlichen Unternehmen kontrollierte Mittel immer als staatliche Mittel zu qualifizieren sind. Der Gerichtshof stellte ferner fest, dass unter diesen Umständen die staatliche Zurechenbarkeit dieser Mittel zu prüfen ist.
(Rn. 51) (…) Die von den Stromhändlern gezahlten Abnahmepreise erhalten durch die staatliche Lenkung über die in staatlichem Eigentum stehenden/staatlich kontrollierten Ökobilanzgruppenverantwortlichen bzw. die Ökostromabwicklungsstelle den Charakter staatlicher Mittel.
(Rn. 52) Die Ökostromabwicklungsstelle kann, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen, auch als Clearingmechanismus beschrieben werden der einem Fonds gleicht. Sie wird durch Gesetz eingerichtet und ist vom Staat dazu bestimmt, die Weiterleitung der Fördermittel zu den Ökostromerzeugern abzuwickeln (…).

Die EU-Kommission zieht bei der Ökostromabwicklungsstelle die Konzessionsvergabe als eines von mehreren Kriterien für eine Einflussnahme des Staates bzw. die staatliche Kontrolle heran. Weitere Kriterien sind die Einflussmöglichkeiten des Wirtschaftsministeriums, die Kontrolle durch den Rechnungshof sowie die gesetzliche Einrichtung der Abwicklungsstelle.

Vor diesem Hintergrund sollte bei einer Übertragung der Vermarktung mittels Ausschreibung einer Konzession darauf geachtet werden, Kriterien einer staatlichen Einflussnahme wie im Fall Österreich zu vermeiden. Die Abwicklung der Vermarktung darf insofern nicht durch Stellen erfolgen, für die nach den Kriterien der EU-Kommission ein für das Beihilferecht relevanter staatlicher Einfluss gegeben ist.

Dabei muss durchweg berücksichtigt werden, dass die restriktive Auslegung der EuGH-Rechtsprechung, insbesondere die genannten Urteile

PreussenElektra und *Stardust*, durch die Kommission[290] dazu führen kann, dass eine Übertragung der Vermarktungstätigkeit mittels Ausschreibung einer Konzession zumindest als eines von mehreren Indizien für eine staatliche Kontrolle herangezogen wird, die relevant im Sinne des europäischen Beihilferechts werden kann.

5.4.2.3.3 Gesetzliche Verpflichtung eines bestehenden privaten Akteurs

Neben der Ausschreibung besteht die Möglichkeit, die Vermarktungstätigkeit einem bestehenden Akteur als privatem Vermarkter gesetzlich aufzuerlegen. Eine solche Entscheidung würde nicht zu einer anderen beihilferechtlichen Bewertung als im derzeitigen EEG führen, da sie mit der jetzigen Rechtslage übereinstimmt. Denn bisher sind nach § 2 Abs. 1 AusglMechV die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den EEG-Strom zu vermarkten. Diesbezüglich hat der EuGH in seinem PreussenElektra-Urteil entschieden, dass durch die reine gesetzliche Verpflichtung Privater, die von diesen ausgezahlten Mittel weder direkt oder indirekt als staatliche Mittel anzusehen wären[291]. Die Vermarktungstätigkeit des so bestimmten Vermarkters unterliegt nicht einem staatlichen Einfluss im Sinne des Beihilferechts. Demzufolge erscheint die gesetzliche Verpflichtung eines anderen privaten Akteurs zur Vermarktungstätigkeit grundsätzlich möglich. Allerdings kommen neben den Übertragungsnetzbetreibern aus dem Kreis der im Rahmen der Elektrizitätswirtschaft handelnden Personen vermutlich nur wenige andere Akteure als Vermarkter in Betracht.

5.4.2.4 Zusammenfassung und Bewertung aus juristischer Sicht

Eine Einhaltung der beihilferechtlichen Vorgaben des Europarechts ist jedenfalls an den Maßstäben der EU-Kommission nicht in allen drei oben erläuterten Fallkonstellationen gesichert. Eine Übertragung der Vermarktungstätigkeit auf eine staatliche oder staatlich kontrollierte Stelle würde das EEG zu einer Beihilfe werden lassen. Bei einer Übertragung der Vermarktungstätigkeit mittels Ausschreibung einer Dienstleistungskonzession auf einen privaten Vermarkter muss berücksichtigt werden, dass die Kommission dies zumindest als Indiz für eine staatliche Einflussnahme heranziehen könnte. Jedenfalls müssten weitere Kriterien für eine staatliche Kontrolle wie im Fall Österreich in diesem Zusammenhang vermieden werden. Unbedenklich erscheint hingegen die gesetzliche Übertragung der Vermarktungstätigkeit auf einen bereits bestehenden privaten Akteur. Allein hierdurch bestünde die Möglichkeit, eine Weiterentwicklung des Wälzungsmechanismus des EEG im Bereich der Vermarktungstätigkeit zu erreichen, ohne in das europäische Beihilfesystems zu geraten.

---

290 Vgl. Entscheidung KOM C (2006) 2955 endg., NN 162/A/2003 und N 317/A/2006, S. 12 Rn. 50 ff und 56 ff.

291 EuGH 13.3.2001, Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-2099, Rn. 59 – *PreussenElektra.*

Als Alternative hierzu könnten auch strengere Vorgaben zur (eigentumsrechtliche) Entflechtung im Bereich der Übertragungsnetze oder im Bereich der Informationspflichten gemacht werden, um möglicherweise bestehende Synergieeffekte bei den ÜNB aufgrund der Verfügungsgewalt über die Übertragungsnetze zu minimieren.

5.4.3 Optionen zur Weiterentwicklung innerhalb des derzeitigen Systems (ISI)

Neben einem Wechsel der zentralen Akteure der EEG Wälzung sind auch innerhalb der derzeitigen Struktur der Wälzung über die ÜNB Optionen zur Weiterentwicklung vorhanden. In den folgenden Abschnitten sollen die wichtigsten Vorschläge aus diesem Bereich mit den zentralen Vor- und Nachteilen vorgestellt werden.

5.4.3.1 Verbesserte Koordination der Vermarktung aller ÜNB (ISI)

Im Rahmen der Analyse der verfügbaren Daten aus dem Jahre 2010 fällt auf, dass die Salden der EEG Bilanzkreise der ÜNB unterschiedliche Vorzeichen aufweisen. Durch eine gemeinsame Bilanzierung bzw. der Koordination der EEG Bilanzkreise der ÜNB könnten hier weitere Kosten eingespart werden. Ein ähnliches Ergebnis ergibt sich für die EEG Reserve. Da vermutlich 2010 keine EEG Reserve mehr eingesetzt wird, besteht hier jedoch kein Handlungsbedarf. Auch ein Abgleich der Intraday-Handelsgeschäfte könnte weitere Einsparungen bringen. Den erzielbaren Einsparungen steht ein möglicherweise reduzierter Wettbewerb um den effizientesten Prognoseausleich zwischen den ÜNB gegenüber. Im Rahmen weiterer Analysen sollte ggf. die Umsetzbarkeit und der Nutzen einer verbesserten Koordinierung der ÜNB im Rahmen der EEG Vermarktung z. B. in Anlehnung an die Schaffung des gemeinsamen Regelverbundes genauer geprüft werden.

5.4.3.2 Gemeinsame Führung des EEG Kontos (ISI)

Durch eine gemeinsame Führung und Ausschreibung der Finanzdienstleistungen zum EEG Konto lassen sich ggf. weitere Einsparungen erzielen. Das Einsparpotential ist jedoch aus heutiger Sicht aufgrund der geringen Finanzierungskosten von ca. 1.3 Mio. € in den ersten neun Monaten des Jahres 2010 gering. Gegen eine solche Lösung spricht unter europarechtlichen Gesichtspunkten aus Sicht von FUER, dass das EEG dann als Beihilfe im Sinne des Europarechts qualifiziert werden könnte

5.4.3.3 Mehr Flexibilität für die ÜNB (ISI)

Eine weitere diskutierte Möglichkeit ist die Flexibilisierung der Handlungsmöglichkeiten der ÜNB bei der Vermarktung von EEG Strom. Dabei sind die Vorteile einer Flexibilisierung, also die möglicherweise entstehenden Mehrerlöse, sorgfältig gegen die Nachtteile abzuwägen. Der zentrale Nachteil jeder Flexibilisierung ist, dass der ÜNB eine deutlich aktivere Rol-

le im Strommarkt einnimmt und damit die Rolle als neutraler Akteur verlässt[292]. Neben den Auswirkungen auf die Märkte wird bei verstärkter Flexibilisierung auch die Kontrolle der ÜNB schwieriger.

5.4.3.3.1 Einsatz von Lastmanagement unter bestimmten Konditionen (ISI)

Eine vergleichsweise geringe Erweiterung der Flexibilität der ÜNB, wäre die Erlaubnis zur Vermeidung starker negativer Preise Lastmanagementmaßnahmen unter Vertrag zu nehmen und unter definierten Umständen zu nutzen. Dies ist in der AusglMechAV vom 22.02.2010 im Rahmen einer Übergangsregelung erlaubt.

5.4.3.3.2 Verkauf bestimmter Strommengen auf dem Terminmarkt (ISI)

Eine weitere diskutierte Option ist der Verkauf von EEG Strommengen auf dem Terminmarkt. Dabei ist zu beachten, dass die Möglichkeit von zusätzlichen Erlösen auf dem Terminmarkt vom Handelszeitpunkt abhängt. Bei generell fallenden Marktpreisen könnten mit Termingeschäften Zusatzerlöse erzielt werden. Allerdings ist das Gegenteil der Fall, wenn es einen steigenden Markpreistrend gibt. Die Bestimmung eines optimalen Handelszeitpunktes und eines entsprechenden Gebotspreises scheint vor diesem Hintergrund sowohl für den Übertragungsnetzbetreiber als auch für die Bundesnetzagentur als Aufsichtsbehörde schwierig. Somit scheint ein dauerhafter Zusatznutzen durch Termingeschäfte der ÜNB nur dann realisierbar, wenn ein dauerhaft signifikanter Preisspread zwischen Termin- und Spotmarkt bestünde, der allein auf die EEG Stromerzeugung zurückzuführen ist. Für einen solchen Sachverhalt gibt es bisher keinen sicheren wissenschaftlichen Nachweis.

Ggf. könnte die Problematik der Terminfindung für den Handelszeitpunkt behoben werden, indem der ÜNB einen Teil der sicheren EEG Strommenge über ein Jahr hinweg gleichmäßig auf dem Terminmarkt handelt. Allerdings bleibt auch in diesem Fall die Gebotshöhe der ÜNB problematisch. Ein unlimitiertes bzw. minimales Gebot ist aufgrund der Preisfindung auf dem Terminmarkt nicht sinnvoll und eine freie Wahl des Gebotes durch die ÜNB würde erhebliche Analysefähigkeiten voraussetzen und die Transparenz in der EEG Vermarktung erheblich einschränken. Einfache Bietstrategien wie z. B. ein Gebot auf Basis des Folgetages würden ebenfalls aufgrund des Marktdesigns zu systemtischen Verlusten führen. Zusätzlich sollte beachtet werden, dass für Termingeschäfte der ÜNB auch ein erhebliches Mengenrisiko besteht, da durch jede Form der Direktvermarktung (etwa die Vermarktungsförderung nach § 37 und mögliche Fol-

[292] Votum FUER: Dies hängt von der Ausgestaltung ab. Eine Teilnahme an anderen Märkten ist auch möglich, ohne dass den ÜNB Entscheidungsbefugnisse eingeräumt werden. So ist es denkbar, dass bei einem von der BNetzA oder einer anderen Stelle festgelegten Preis eine bestimmte Menge am Terminmarkt angeboten werden muss. Die ÜNB wären dann wie auch heute lediglich ausführende Stelle und nicht Akteur.

geinstrumente sowie eine gleitende Marktprämie) zunehmend unsicher ist, welche Strommengen durch den ÜNB tatsächlich im Folgejahr vermarktet werden.

5.4.3.3.3 Einsatz des EEG Stromes im Regelenergiemarkt (ISI)

Ebenfalls diskutiert wird, inwieweit die ÜNB EEG Strom im Regelenergiemarkt einsetzen könnten.

Eine zentrale Problematik besteht in diesem Fall darin, dass der ÜNB in diesem Fall auf den Regelenergiemärkten als Anbieter und Nachfrager auftritt. Eine solche Konstruktion wäre für die Glaubwürdigkeit der Regelenergiemärkte problematisch und regulatorisch schwer zu erfassen. Denkbar wäre lediglich eine strikte Regulierung des Verfahrens, nachdem EE Anlagen in die Regelenergiemärkte durch die ÜNB geboten werden können. Die Preisbildung müsste sich dabei an der entgangenen anderweitigen Erlösen bei der Vermarktung dieses EEG-Stroms orientieren (für die Drosselung bei positiver Reserve und für den Abwurf bei negativer Reserve) und möglicherweise zusätzliche Kompensationszahlungen für zusätzliche Belastungen der Anlagen enthalten. Insbesondere dieser Aspekt könnte im Rahmen einer transparenten Regulierung schwer zu fassen sein, da immer einzelne Anlagen bzw. Anlagenparks betroffen sind.

Der ÜNB müsste einzelne Anlagenpools präqualifizieren und sich den Zugriff auf die entsprechenden Anlagen sichern. Auch dieser Aspekt ist als problematisch einzustufen, da ein Wechsel der Anlagen des Pools in ein anderes System, z. B. (über § 17,oder § 37 bzw. eine Marktprämie), über Verträge für längere Zeit ausgeschlossen werden müsste[293]. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, nach welchen Kriterien über die Zusammenstellung des Pools und die oben schon erwähnten Kompensationszahlungen für die Anlagenbetreiber entschieden wird[294].

Diese Überlegungen zeigen, dass einer Umsetzung der Marktintegration erneuerbarer Energien in die Regelenergiemärkte über die EEG Wälzung der ÜNB im Detail einige Fragen aufwirft.

---

[293] Votum FUER: Dieses Problem stellt sich vermutlich nur innerhalb der derzeitigen Rahmenbedingungen für die Regelenergiemärkte. Ein Vorteil der Einbeziehung des EEG-Wälzungsmechanismus für den Regelenergiemarkt liegt darin, dass er nicht zwingend Anlagenbezogen ist, sondern auf die Gesamtheit der Anlagen zurückgreifen kann. Daher ist ein Wechsel im Anlagenpool nicht hinderlich. Daher könnten die Anforderungen an die Präqualifikation hier modifiziert werden.

[294] Votum FUER: Für die Ausgleichszahlungen kann auf den Mechanismus des § 12 EEG zurückgegriffen werden. Da keine Besserstellung der Anlagenbetreiber mit der Nutzung der EEG-Strommengen für den regelenergiemarkt einhergeht, kommt der Auswahl keine maßgebliche Rolle zu.

5.5 Kompatibilität Optionen in der EEG Wälzung und anderen EEG Instrumenten (ISI)

Im Folgenden sollen einzelne wichtige Wechselwirkungen zwischen diskutierten Instrumenten der Weiterentwicklung innerhalb des EEG und der EEG Wälzung dargestellt werden.

Eine Übersicht zu den wichtigsten Wechselwirkungen findet sich in Tabelle 5-2.

Tabelle 5-2: Wechselwirkung zwischen Instrumenten.

EEG Wälzung		**Weitere Instrumente**		
Option	Variante	§17 u.§37	Marktprämie	Verlagerungsanreiz im EEG
Ausschreibung	Gesamte Stromenge	Erhöhtes Mengenrisiko	Erhöhtes Mengenrisiko	Ggf. schwierige ex ante Bewertung der Verlagerung
	Tranchen	Erhöhtes Mengenrisiko	Erhöhtes Mengenrisiko	Ggf. schwierige ex ante Bewertung der Verlagerung
	Konkrete Anlagenportfolien	Unterjährige Nutzung nicht mehr möglich	Unterjährige Nutzung nicht mehr möglich	Ggf. schwierige ex ante Bewertung der Verlagerung
Optimierung ÜNB Vermarktung	ÜNB Termingeschäfte	Erhöhtes Mengenrisiko	Erhöhtes Mengenrisiko	Ggf. schwierige ex ante Bewertung der Verlagerung
	ÜNB Vermarktung der EE- im Regelenergiemarkt	Konkurrenz um einzelne Anlagen ?	Konkurrenz um einzelne Anlagen ?	-
Vermarktung durch neue neutrale Instanz	-	keine größere Interaktion	keine größere Interaktion	Hängt von der konkreten Umsetzung ab
Derzeitiges System	-	keine größere Interaktion	keine größere Interaktion	Hängt von der konkreten Umsetzung ab

Die Darstellung zeigt, dass viele der Instrumente zur verbesserte Markt- und Systemintegration mit den möglichen Entwicklungsoptionen für die EEG Wälzung interagieren. In vielen Bereichen kommt es zu Mengenrisiken durch die Möglichkeit des monatlichen Wechsels in die Vermarktung nach §17 ggf. in Kombination mit einer evtl. eingeführten Marktprämie oder nach § 37. Insbesondere wenn der Zugriff auf einzelne Anlagen notwendig wird, ist eine parallele Etablierung der Instrumente ggf. mit konkurrierenden Zugriffen auf einzelne Anlagen verbunden. So kann z. B. Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibung eines konkreten Anlagenportfolios an einen dritten Vermarkter vergeben wurden ein unterjähriger Ausstieg in eine Vermarktung nach §17 bzw. einer Marktprämie oder nach § 37 nicht gestattet werden. Im Vergleich zeigt sich noch einmal die Robustheit der derzeitigen Lösung gegenüber den meisten alternativen Vorschlägen.

5.6 Übersicht der Handlungsempfehlungen

5.6.1 Transparenz

Im Rahmen der Verbesserung der Transparenz der derzeitigen Vermarktung durch die ÜNB werden folgende Maßnahmen empfohlen:

- Die Erlöse bzw. Kosten aus vortägiger und Untertägiger Vermarktung getrennt auszuweisen.
- Zusätzlich erscheint es notwendig die gehandelten Strommengen und Einnahmen nach den Technologiegruppen (Wind, PV, Wasser, Biomasse, Sonstige) für den day-ahead Markt als Monatssummen auszuweisen.

5.6.2 Effizienz

Es ist zu prüfen inwieweit der Ausgleich von den Prognosefehlern besser zwischen den verschiedenen ÜNB koordiniert werden kann.

5.6.3 Generelle Weiterentwicklung

Im Gegensatz zu den Empfehlungen zur Transparenz und Effizienz gibt es Rahmen des Forschungskonsortiums zur generellen Weiterentwicklung unterschiedliche Einschätzungen und Empfehlungen.

- **Fraunhofer ISI :**

  Es wird vorgeschlagen, das bestehende System im Wesentlichen beizubehalten und entsprechend der unter Effizienz und Transparenz genannten Punkte weiterzuentwickeln. In diesem Zusammenhang könnte die verbesserte Koordination der Vermarktung aller ÜNB eine tragfähige Option sein. Eine Terminvermarktung wird aufgrund der reduzierten Transparenz und dem unsicheren Nutzen kritisch gesehen.

- **IZES:**
  - Es wird vorgeschlagen, dass auf Basis des Berichts der Bundesnetzagentur zur Evaluierung und zur weiteren Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus nach §9 der Ausgleichsmechanismusverordnung zum 31. Dezember 2011 eine Vergabe der Vermarktung an Dritte geprüft werden sollte, um die Problematik der Verflechtung der ÜNB zu entschärfen.
  - Zusätzlich schlägt IZES vor, dass ein Großteil der regelbaren Anlagen (80 %) auf dem Terminmarkt vermarktet werden sollte um einen möglichen Preisspread zwischen Spot- und Terminmarkt zu reduzieren

- **Fraunhofer IWES**:

  Eine Vermarktung auf dem Terminmarkt wird kritisch gesehen. Die Flexibilität der erneuerbaren Anlagen sollte eher auf dem Spotmarkt und den Regelenergiemärkten eingesetzt werden.

- **FUER:**
  - Es wird dringend empfohlen, eine Ausschreibung nur nach sorgfältiger Prüfung der vom EuGH und der EU-Kommission aufgestellten Kriterien für eine – zu vermeidende – Einordnung als staatliche Beihilfe durchzuführen
  - Eine mögliche Übertragung der Vermarktungstätigkeit sollte über eine gesetzliche Verpflichtung und nur an bestehende, in die Energiewirtschaftskette eingegliederte Akteure erfolgen
  - Es werden strengere Vorgaben zur Entflechtung im Bereich der Übertragungsnetze und/oder im Bereich der Informationspflichten empfohlen
  - Aufgrund der Interaktionen zwischen Wälzungsmechanismus und jeder Form der Direktvermarktung sollte Maßnahmen im Rahmen des Wälzungsmechanismus der Vorzug gegenüber Verbesserungen für einzelne Anlagenbetreiber im Rahmen der Förderung der Direktvermarktung über § 37 oder durch die Einführung einer gleitenden Marktprämie gegeben werden, sofern sie wahrscheinlich zu Mehrerlösen führen können.

6 AP 6 Besondere Ausgleichsregelung (IZES, FUER)

6.1 Bisherige gesetzliche Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung (IZES)

Die besondere Ausgleichsregelung BesAR (§§40 ff EEG 2009) hat zum Ziel, die internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen zu erhalten. Die Überlegung des Gesetzgebers besteht dahingehend, dass stromintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb aufgrund der durch das EEG möglicherweise höheren Strompreise einen wirtschaftlichen Nachteil erlangen, den es auszugleichen bzw. zu begrenzen gilt. Die Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit soll dadurch erfolgen, dass die EEG-Kosten aus dem Umlageverfahren für stromintensive Unternehmen auf maximal 0,05 ct/kWh begrenzt werden. Die Differenz, die sich dadurch gegenüber einem Umlagewert bei Gleichverteilung auf alle Letztverbraucher ergeben würde, wird auf die übrigen „nicht privilegierten“ Endverbraucher verteilt. Hierzu gehören u.a. private Haushalte, öffentliche Einrichtungen, Handel, Gewerbe, Dienstleistung sowie auch alle übrigen, nicht von der BesAR erfassten industriellen Stromabnehmer.

Nachfolgend wird die Entwicklung der Besonderen Ausgleichregelung seit ihrer Einführung bis heute skizziert und auf die wesentlichen Merkmale der jeweils gültigen Regelung eingegangen.

6.1.1 EEG 2003

Zunächst konnten ab Juli 2003 nur Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung (BWS) 20 % überschreitet und die an der zu privilegierenden Abnahmestelle mindestens 100 GWh pro Jahr abnehmen, von dieser Regelung Gebrauch machen. Begünstigt wurde jede Kilowattstunde über dem Bezug von 100 GWh/a. Zudem musste ein Nachweis erfolgen, dass durch die Mehrkosten des EEG die Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens erheblich beeinträchtigt wird.

6.1.2 EEG 2004

Bereits mit dem EEG vom Juli 2004 wurde die Grenze für die Privilegierung abgesenkt, um Wettbewerbsverzerrungen zu begrenzen. Unternehmen des produzierenden Gewerbes galten damit schon dann als stromintensiv, wenn ihr Stromkostenanteil an der BWS 15 % und die an einer Abnahmestelle bezogene und zum Eigenverbrauch verwendete Strommenge 10 GWh/a übertrifft. Die Begrenzung des Anteils an der EEG-Umlage auf 0,05 ct/kWh galt ab dann bereits für die erste Kilowattstunde. Jedoch sollte bis zu einem Bezug von 100 GWh/a sowie einem Stromkostenanteil an

der BWS von 20 % noch ein Eigenanteil von 10 % mit der EEG-Umlage für nichtprivilegierte Stromendabnehmer beglichen werden.

Aufgrund der insbesondere von Verbraucherschützern geforderte Einschränkung der bisher nach oben offenen Abwälzung – die sich aus der geringeren Beteiligung an der gesamten EEG-Umlage durch die Privilegierung gemäß BesAR ergibt – auf die nichtprivilegierten Endabnehmer, wurde eine Begrenzung der Umlage zwischen den Stromendverbrauchern eingeführt. Sie besagte, dass die Mehrkosten für nichtprivilegierte Endabnehmer aus dem öffentlichen Netz maximal zu einer Erhöhung von 10 % gegenüber dem geprüften Vorjahreswert führen dürfen. Entsprechend sind alle übrigen EEG-Kosten anteilig von den privilegierten Unternehmen zu tragen. Das heißt, dass im Falle des Greifens des Deckels die Mindestumlage von 0,05 ct/kWh nach oben angepasst werden muss. Bereits 2005 erfolgte die erste Begrenzung, die für die privilegierten Letztverbraucher zu einer Verdopplung ihrer EEG-Umlage auf rund 0,1 ct/kWh führte. Auch im Folgejahr musste die privilegierte Umlage durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erneut angepasst werden, was eine Erhöhung auf etwa 0,2 Cent für die privilegierten Unternehmen bedeutete.

Zusätzlich zum produzierenden Gewerbe wurde auch der Bereich der Schienenbahnen seit 2004 mit einbezogen, da dieser aus ökologischen[295] Gründen unterstützt werden sollte. Im Gegensatz zu den Unternehmen des produzierenden Gewerbes gilt die eingrenzende Kennzahl „Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung“ für die Schienenbahnen nicht, d.h. die für den Fahrbetrieb benötigten Strommengen unterliegen generell einer Entlastung, sofern die Abnahmestelle die jährliche Mindeststrombezugsmenge von 10 GWh/a überschreitet. Allerdings wird den Schienenbahnen unabhängig vom jährlichen Gesamtstrombezug ein Selbstbehalt von 10 % vorgeschrieben. Weiterhin erhielten sie einen eigenen Deckel, der ihre Gesamtentlastung auf maximal 20 Mio. €/a begrenzen sollte.

Beide Deckelregelungen wurden mit dem EEG-Änderungsgesetz vom 01. Dezember 2006 rückwirkend zum 1. Januar 2006 wieder aufgehoben, um der stromintensiven Industrie eine feste Kalkulationsgrundlage bieten zu können.

6.1.3 EEG 2009

Das EEG wurde nochmals im Oktober 2008 novelliert, wobei es keine Anpassung der Kennzahlen zur Bestimmung „stromintensiver Unternehmen“ mehr gab. Dennoch konnte eine Zunahme an gewährten Anträgen verzeichnet werden, so dass die privilegierte Strommenge nochmals anstieg und damit auch die Kostenwälzung auf die übrigen Letztverbraucher. Als wesentliche inhaltliche Änderung der Besonderen Ausgleichsregelung wäre zu nennen, dass seither die Unternehmen verpflichtet sind, bestehende

[295] Siehe Begründung zum §16 EEG 2004; in der Begründung 2009 wurde dagegen der intermodale Wettbewerb vorangestellt.

Effizienzpotenziale mittels einer Zertifizierung zu erheben. Eine Umsetzung ist bisher aber nicht verpflichtend. Da dieses Managementsystem bereits bei Antragsstellung zur Besonderen Ausgleichsregelung für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr vorliegen muss, konnten nicht alle Antragsteller die BesAR für sich nutzen.

Als Vereinfachung für die Antragstellung, wie auch für die administrativen Aufgaben des BAFA, wurde die Bestimmung der abzunehmenden EEG-Menge dahingehend vereinfacht, als dass nun nicht mehr auf die unternehmensspezifische Differenzkostenermittlung, sondern auf einen pauschalen Ansatz mit Bezug die durchschnittlichen Strombezugskosten des Terminmarkts abgestellt wird. Eine zusätzliche Bescheinigung des bzw. der jeweiligen Stromlieferanten (einige Unternehmen beziehen von mehreren Stromhändlern bzw. –Erzeugern), welche zuvor als für die Antragstellung zeitkritisch zu sehen waren, sind seither nicht mehr notwendig. Ein weiteres Novum ist ein zweiter Antragstermin für neu gegründete Unternehmen, damit diese in ihrem ersten Geschäftsjahr nicht gegenüber etablierten Unternehmen schlechter gestellt sind.

6.1.4 AusglMechV

Mit der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) wird die physikalische Wälzung des EEG-Stroms von den Übertragungsnetzbetreibern an die Lieferanten von Letztverbrauchern beendet. Seit dem 01. Januar 2010 wird der EEG-Strom auf dem Spotmarkt der Strombörsen vor- und untertägig verkauft. Ziel war es einerseits, die Lieferanten zu entlasten, welchen durch die sich über das Jahr monatlich ändernde Bandlieferung und dem sich daraus ergebenden Bedarf einer Strombezugsanpassung zusätzliche Kosten entstanden. Zum anderen sollte der EEG-Strom an einem realen Marktwert gemessen werden.

Durch die Abkehr von der physischen Wälzung des EEG-Stroms über Bandlieferungen und dem Verkauf der EEG-Strommengen über die Handelsplattformen (insbesondere EEX) hat sich auch die Ermittlung der privilegierten Strommenge vereinfacht. Wurde bisher die privilegierte Strommenge als Prozentsatz für jedes Unternehmen entsprechend individueller Gegebenheiten derart ermittelt, dass der Beitrag zum EEG 0,05 ct/kWh beträgt, so wird nun die durch das EEG begründete finanzielle Last privilegierter Unternehmen nach §6, Abs. 1, Nummer 1 AusglMechV unmittelbar auf 0,05 ct/kWh begrenzt[296].

[296] vgl. auch Frenz/Müggenborg 2009 zum EEG § 40, Kap. 4., S.795f im EEG-Kommentar, Erich Schmidt Verlag 2009

Tabelle 6-1: Entwicklung der besonderen Ausgleichsregelung im EEG seit 2003.

	EEG vom 21. Juli 2003, §11a	EEG Novellierung vom 16. Juli 2004, §16	EEG-Änderungsgesetz Dezember 2006, §16	EEG Novellierung vom 25. Okt. 2008, §§ 40-44	AusglMechV vom 17. Juli 2009, §6
Voraussetzungen für Entlastung	Unternehmen des produzierenden Gewerbes ab einem Stromkostenanteil > 20 % an BWS und einem Stromverbrauch > 100 GWh/a an der Abnahmestelle betrifft nur Strombezug aus öffentlichen Netz Nachweis der Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit notwendig	Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen ab einem Stromkostenanteil > 15 % an BWS und einem Stromverbrauch > 10 GWh an der Abnahmestelle betrifft nur Strombezug aus öffentlichem Netz Nachweis der Wettbewerbsbeeinträchtigung nicht mehr vorgesehen	Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen ab einem Stromkostenanteil > 15 % an BWS und einem Stromverbrauch > 10 GWh an der Abnahmestelle betrifft nur Strombezug aus öffentlichem Netz Nachweis der Wettbewerbsbeeinträchtigung nicht mehr vorgesehen	Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen ab einem Stromkostenanteil > 15 % an BWS und einem Stromverbrauch > 10 GWh an der Abnahmestelle jedoch zusätzlich Nachweis eines zertifizierten Energiemanagementsystems betrifft aufgrund §66, 5 EEG-ÄG vom 11. Aug. 2010 nicht mehr nur Strombezug aus öffentlichem Netz Nachweis der Wettbewerbsbeeinträchtigung nicht mehr vorgesehen	Wie EEG-Novelle aus 2008
Entlastung und Begrenzung der Entlastung	Begrenzung der EEG Umlage für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf 0,05 ct/kWh jenseits von 100 GWh nichtpriv. Endabnehmer übernehmen Differenz „Deckelung“ allgemein formuliert, doch keine festen Grenzen gesetzt; jeweils Einzelfallprüfung der Unternehmen; wegen der zu geringen Einzelauswirkung auf die Gesamtheit der Stromabnehmer griff die Begrenzung nie	generell 10 % Selbstbehalt, aber bei > 20 % SKA an BWS und > 100 GWh kein Selbstbehalt nichtpriv. Endabnehmer übernehmen Differenz, begrenzt jedoch auf maximal 10 % zum im Vorjahr ermittelten Wert (10 %-Deckelung)Schienenbahnen werden ebenfalls ab einer jeweiligen Stromabnahme von >10 GWh/a entlastet, insgesamt. Jedoch nur um max. 20 Mio. €/a (Schienenbahndeckel)	generell 10 % Selbstbehalt, aber bei ≥ 20 % SKA an BWS und ≥ 100 GWh kein Selbstbehalt mehr feste Begrenzung der EEG Umlage auf 0,05 Cent/kWh; Wegfall des 10 % Deckels für nichtpriv. Endabnehmer Wegfall des Schienenbahndeckels	generell 10 % Selbstbehalt, aber bei ≥ 20 % SKA an BWS und ≥ 100 GWh kein Selbstbehalt mehr Ersatz der unternehmensspezifischen Differenzkostenermittlung, durch einen pauschalen Ansatz mit Bezug die durchschnittlichen Strombezugskosten des Terminmarkts nichtpriv. Endabnehmer übernehmen Differenz	generell 10 % Selbstbehalt, aber bei ≥ 20 % SKA an BWS und ≥ 100 GWh kein Selbstbehalt mehr Abnahme von EEG-Strom entfällt mit Beginn 2010 Lediglich die Kosten, die sich aus der Differenz der gezahlten EEG-Vergütungen und den Verkaufserlösen des EEG-Stroms am Strommarkt ergeben, werden gewälzt Begrenzung der EEG Umlage für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen auf 0,05 ct/kWh nichtpriv. Endabnehmer übernehmen Differenz

6.2 Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichregelung (IZES)

Die nachfolgende Tabelle 6-2 stellt die bisherige Entwicklung der Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung seit 2003 dar. Dargestellt sind dabei die Anzahl der begünstigten Unternehmen und Schienenbahnen sowie die im Zuge des Bescheidverfahrens für das jeweilige Jahr vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf Grundlage des vorangegangenen abgeschlossenen Geschäftsjahres ermittelte privilegierte Strommenge. Die tatsächliche Inanspruchnahme, welche durch den BDEW und jetzt durch die ÜNB bis Mitte des Folgejahres ermittelt wurde, ist in der letzten Zeile genannt. Für 2010 und 2011 liegen entsprechend derzeit nur Schätzungen der ÜNB vor.

Tabelle 6-2: Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG seit 2003.[297]

	2011	2010	2009	2008	2007	2005	Juli 2003 – 2004
Begünstigte Unternehmen	592	565	507	426	382	297	59
davon Schienenbahnen	49	49	49	48	42	45	-
privilegierte Strommenge [GWh]	72.589	83.159	79.237	75.887	72.040	59.289	34.407
Inanspruchnahme [GWh]	74.730 (Schätzung ÜNB vom 15.10.10) tatsächlicher Wert liegt erst 31.7.12 vor	67.800 (Schätzung ÜNB vom 15.10.09) tatsächlicher Wert liegt erst 31.7.11 vor	65.023	77.991	72.050	63.474	42.712

Quelle: bis einschl. 2009: EEG-Jahressabrechnung des BDEW/VDN

Die Branchenverteilung bei der Inanspruchnahme der BesAR ergibt sich für 2010 und 2011 wie in Tabelle 6-3 dargestellt.

Abbildung 6-1, die auf den vorangegangenen Zahlen für 2011 beruht, zeigt zusätzlich, dass auf nur vier Branchen – Eisen/Stahl, Nichteisen-Metalle, Chemie und Papier – gut Zweidrittel des gesamten privilegierten Letztverbrauchs entfallen und diese damit – auch im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren – weiterhin Hauptnutznießer der Besonderen Ausgleichsregelung sind.

[297] Quellen: BMU: „Informationen zur Anwendung von § 40 ff. EEG (Besondere Ausgleichsregelung) für das Jahr 2011, Datenstand 15.12.2010 und 15.04.2011 / ÜNB: „Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB“ vom 15.10.2009 sowie 15.10.2010

Tabelle 6-3: Branchenverteilung bei der Inanspruchnahme der BesAR für 2010 und 2011.[298]

Branche	Anzahl Unternehmen		Privilegierter Letztverbrauch [GWh/a]		Privilegierter Letztverbauch pro Unternehme [GWh/a]	
	2010	**2011**	**2010**	**2011**	**2010**	**2011**
Herstellung von chemischen Erzeugnissen	63	69	22.104	19.437	351	282
Papiergewerbe	85	79	13.687	12.125	161	153
Erzeugung/ erste Bearbeitung von NE-Metallen	18	19	11.958	8.081	664	425
Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	34	33	10.826	8.913	318	270
Schienenbahnen	48	49	4.377	4.190	91	86
Herstellung von Zement	26	24	3.591	3.231	138	135
Holzgewerbe (ohne Möbel)	26	30	2.160	2.196	83	73
Metallerzeugung und –bearbeitung	49	64	2.303	2.143	47	33
Ernährungsgewerbe	47	51	1.515	1.579	32	31
Energieversorgung	13	21	1.007	1.152	77	55
sonst. Branchen	151	153	9.460	9.542	63	62
SUMME	**2.570**	**2.603**	**84.998**	**74.600**	**4.036**	**3.616**

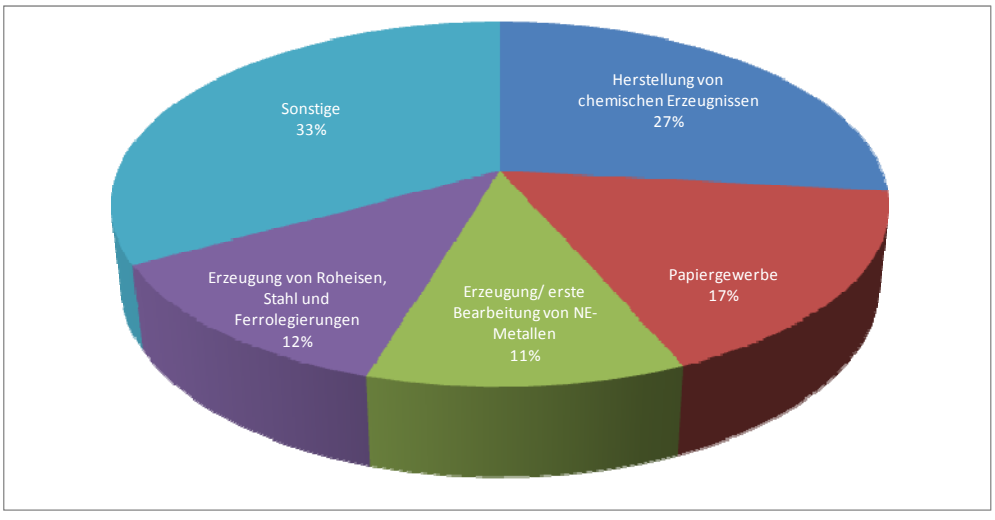
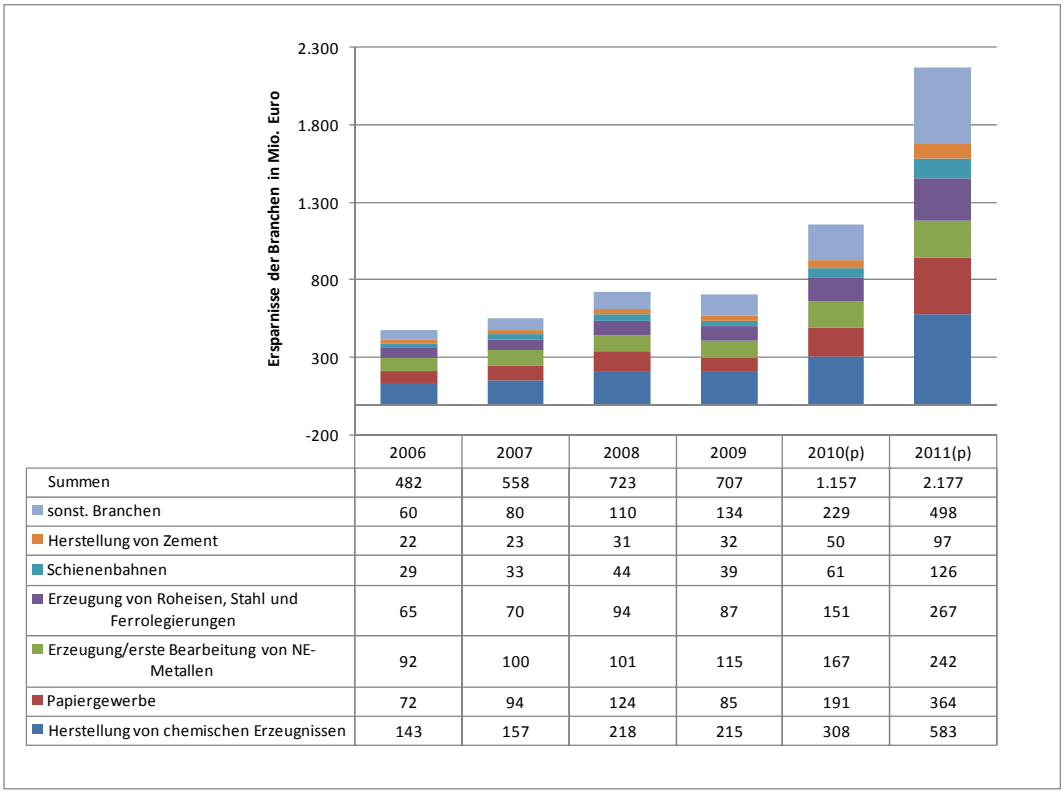

Herstellung von chemischen Erzeugnissen 27%
Papiergewerbe 17%
Erzeugung/ erste Bearbeitung von NE-Metallen 11%
Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen 12%
Sonstige 33%

Abbildung 6-1: Anteile der vier größten Branchen am privilegierten Letztverbrauch im Bescheidverfahren 2010.

[298] Quellen: BMU: Informationen zur Anwendung von § 40 ff. EEG (Besondere Ausgleichsregelung) für das Jahr 2010 bzw 2011, Datenstand 21.05.2010, 15.12.2010 und 15.04.2011

Die folgenden beiden Säulendiagramme stellen die finanziellen Auswirkungen der Umverteilung zwischen den nach BesAR privilegierten Stromabnehmern und den übrigen Stromverbrauchern von 2006 bis 2011 dar.

Abbildung 6-2 zeigt sowohl die Einsparung der privilegierten Unternehmen (errechnet aus der Differenz zwischen 0,05 ct/kWh und einer EEG-Umlage bei Gleichverteilung von 2,96 ct/kWh) nach Branchenzugehörigkeit, als auch gleichzeitig die Mehrbelastung für die nicht privilegierten Letztverbraucher.



	2006	2007	2008	2009	2010(p)	2011(p)
Summen	482	558	723	707	1.157	2.177
sonst. Branchen	60	80	110	134	229	498
Herstellung von Zement	22	23	31	32	50	97
Schienenbahnen	29	33	44	39	61	126
Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	65	70	94	87	151	267
Erzeugung/erste Bearbeitung von NE-Metallen	92	100	101	115	167	242
Papiergewerbe	72	94	124	85	191	364
Herstellung von chemischen Erzeugnissen	143	157	218	215	308	583

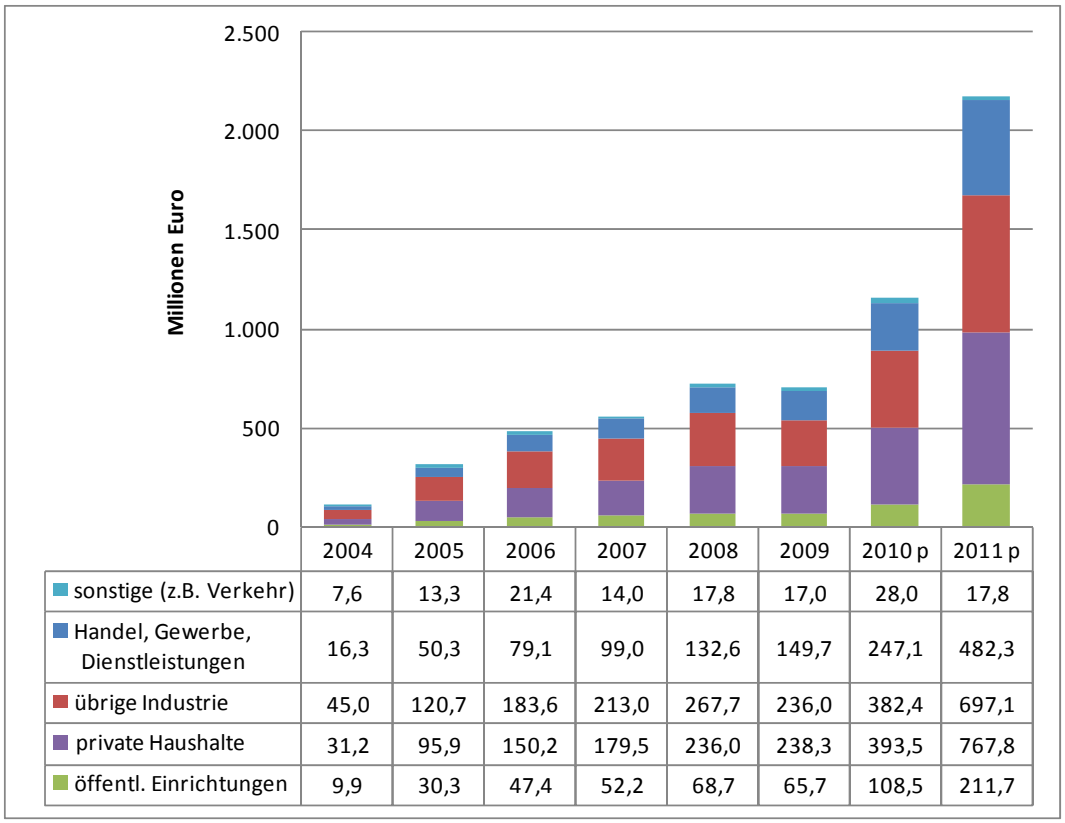
Quelle: Berechnungen des IZES

Abbildung 6-2: Ersparnisse der privilegierten Unternehmen bei der Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung, 2010 und 2011 geschätzt.

Die Überwälzung zwischen privilegierten und nichtprivilegierten Stromendabnehmern ist aufgrund der zunehmenden Anzahl an Unternehmen jedes Jahr weiter angestiegen. Lediglich das Jahr 2009 bildet hiervon eine Ausnahme, als dass durch den Einbruch der industriellen Produktion in Folge der Wirtschaftskrise in 2009 auch der Stromverbrauch drastisch zurück ging.

Die Mehrbelastung wirkt sich entsprechend des jeweiligen Stromverbrauchs auf die übrigen Hauptabnehmergruppen, wie private und öffentliche Haushalte, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen sowie nichtprivilegierte Industrie aus. Gerade das übrige, nicht privilegierte produzierende Gewerbe sowie die nicht privilegierte Industrie sind es, die aufgrund

dieser Regelung entsprechend dem hohen Stromverbrauch anteilig an diesen 5 Sektoren den größten Teil zu tragen hat, wie Abbildung 6-3 verdeutlicht. Für 2010 betragen die zusätzlichen Kosten für nicht privilegierte Stromendabnehmer, die sich aus der Umlage ergeben, rund 0,29 ct/kWh netto, in 2011 sind es rund 0,5 ct/kWh.



	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 p	2011 p
sonstige (z.B. Verkehr)	7,6	13,3	21,4	14,0	17,8	17,0	28,0	17,8
Handel, Gewerbe, Dienstleistungen	16,3	50,3	79,1	99,0	132,6	149,7	247,1	482,3
übrige Industrie	45,0	120,7	183,6	213,0	267,7	236,0	382,4	697,1
private Haushalte	31,2	95,9	150,2	179,5	236,0	238,3	393,5	767,8
öffentl. Einrichtungen	9,9	30,3	47,4	52,2	68,7	65,7	108,5	211,7

Quelle: Berechnungen und Abschätzungen des IZES

Abbildung 6-3: Entwicklung der aufgrund der BesAR zusätzlich von nicht privilegierten Stromendabnehmern abzunehmenden EEG-Kosten seit 2006, 2010 und 2011 geschätzt.

In Tabelle 6-4 ist die Umlage nochmals detailliert bis 2011 dargestellt und exemplarisch die Auswirkungen für Haushaltskunden und ein mittelständiges Unternehmen skizziert.

Tabelle 6-4: Auswirkungen der Besonderen Ausgleichsregelung, Zeitreihe 2003 bis 2011.

Ausgangswerte	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Letztverbrauch [TWh]	*478*	*488*	*491*	*495*	*495*	*493*	*466*	*469*	*483*
EEG-Strommenge [GWh]	*28.471*	*38.511*	*44.004*	*51.553*	*66.841*	*71.148*	*74.942*	*90.231*	*97.995*
EEG-Durchschnittsvergütung [ct/kWh]	*9,2*	*9,3*	*10*	*10,88*	*11,4*	*12,3*	*13,9*	*14*	*15,16*
anlegbarer Preis für EEG-Strom [ct/kWh]	*2,4*	*2,6*	*3,3*	*3,8*	*5,3*	*5,5*	*6,9*	*n.r.*	*n.r.*
EEG-Umlage bei Gleichverteilung, d.h. ohne § 16/§40 ff EEG [ct/kWh]	**0,40**	**0,53**	**0,60**	**0,74**	**0,82**	**0,98**	**1,14**	**1,76**	**2,96**
Privilegierte Unternehmen									
Inanspruchnahme der BesAR EEG [GWh] [1]	*5.847*	*36.865*	*63.474*	*70.161*	*72.050*	*77.991*	*65.023*	*67.886*	*74.730*
EEG-Umlage [ct/kWh]	0,05	0,05	0,11	0,05[2]	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Ersparnisse der Begünstigten [Mio. €] aufgrund § 16/§ 40 ff EEG	**20**	**170**	**310**	**482**	**558**	**723**	**706**	**1.159**	**2.176**
davon Schienenbahnen	**-**	-	<20	25	33	43	47	75	122
Sonstiger, nicht privilegierter Verbrauch									
EEG-Umlage [ct/kWh]	**0,41**	**0,54**	**0,67**	**0,85**	**0,96**	**1,15**	**1,31**	**2,05**	**3,53**
EEG-Kosten Referenzhaushalt (3.500 kWh/a)[3] [€/Monat]	**1,20**	**1,58**	**1,96**	**2,48**	**2,79**	**3,36**	**3,83**	**5,97**	**10,30**
davon Mehrkosten aufgrund §16/§40ff	0,03	0,04	0,21	0,33	0,38	0,51	0,51	0,84	1,66
EEG-Umlage Unternehmen (1 GWh/a) [€/a]	**4.100**	**5.400**	**6.718**	**8.499**	**9.559**	**11.505**	**13.128**	**20.473**	**35.300**
davon Mehrkosten wg. § 16/§40 ff EEG [€/a]	86	126	726	1.133	1.318	1.739	1.761	2.894	5.700

[1] bis einschließlich 2009 verifizierte Daten durch Wirtschaftsprüfer, ab 2010 Schätzungen der ÜNB

6.3 Diskussion möglicher Problemfelder der BesAR (IZES)

Bereits in den wissenschaftlichen Arbeiten zum vorangegangenen EEG-Erfahrungsbericht wurde untersucht, ob der Anspruch der Besonderen Ausgleichsregelung, nämlich Wettbewerbsgefährdungen stromintensiver Unternehmen durch das EEG zu vermeiden und gleichzeitig weder wettbewerbsverzerrend noch unverhältnismäßig belastend auf die übrigen Stromabnehmer zu wirken, insgesamt eingehalten wird.

Es gab damals wie auch heute keine Hinweise darauf, dass es trotz der Besonderen Ausgleichsregelung zu internationalen Wettbewerbsverzerrungen für deutsche Unternehmen aufgrund der EEG-Umlage gekommen wäre; insofern ist die Regelung ihrem zunächst wichtigsten Anspruch gerecht geworden. Es konnte aber gezeigt werden, dass durch die starre Festlegung der Privilegierungsgrenzen nationale Wettbewerbsverzerrungen entstehen können, die tendenziell große Unternehmen bevorteiligen. Dies betrifft insbesondere die Mindeststromabnahmemenge sowie die Regelung des Selbstbehalts.

Die nachfolgenden Untersuchungen konzentrieren sich daher einerseits auf die Fragestellung, ob alle von der BesAR privilegierten Branchen bzw. Unternehmen auch tatsächlich im internationalen Wettbewerb gefährdet sind. Dies erfolgt auch aufgrund dessen, dass zunehmend Dienstleister aus dem Bereich Energie- und Wasserversorgung nach jetziger Regelung ihren Anspruch auf die BesAR geltend machen, obwohl sie selbst nur nationale oder gar lokal aggieren. Daher werden Indikatoren gesucht, welche die internationale Wettbewerbsfähigkeit messen sollen und anhand derer eine bedarfsgerechte Privilegierung erfolgen könnte.

Andererseits ist zu prüfen, ob die Wettbewerbsverzerrung auf nationaler Ebene mit der EEG-Novelle 2009 aufgehoben wurde und falls nicht, wie im Sinne des Wettbewerbs die Hemmnisse überwunden werden können.

Weiterhin wird der intermodale Wettbewerb, dem die Schienenbahnen ausgesetzt sind, in ersten Ansätzen untersucht und hinsichtlich seines Begünstigungsanspruches bewertet.

Letztendlich wird eruiert, wo die Grenzen der Umverteilung zwischen den Letztverbrauchern liegen, indem auf bestehende Untersuchungen zurückgegriffen wird.

6.3.1 Auswirkungen der BesAR auf die internationale Wettbewerbsposition stromintensiver Unternehmen

6.3.1.1 Indikatoren zur Bewertung der internationalen Wettbewerbsintensität

Um die internationale Wettbewerbsintensität zu messen, der verschiedene stromintensiv produzierende Branchen ausgesetzt sind, wird ein Indikator

gesucht. Dabei wird davon ausgegangen, dass die negative Wirkung einer Strompreiserhöhung umso stärker wirkt, je höher die Wettbewerbsintensität indiziert wird. Aus ökonomischer Sicht naheliegende Indikatoren wären Preiselastizitäten. Sie zeigen an, wie stark die Produktion kurz- oder langfristig zurückgeht, wenn der Preis des Gutes oder eines anderen Gutes um ein Prozent steigt. Zwischen kurz- und langfristig wäre zu unterscheiden, da der Produzent kurzfristig nur die Produktionsmenge selbst reduzieren kann, langfristig aber auch über seinen Standort entscheiden muss. Elastizitäten haben zudem im Vergleich zu anderen Indikatoren den Vorteil, dass sie die Enge der Substitutionsbeziehung erfassen und somit gleichzeitig der Marktabgrenzung dienen können. Allerdings variieren die geschätzten Elastizitäten über verschiedene Studien sehr stark[299]. Insofern sind Elastizitäten wenig geeignet, um rechtsverbindliche Schwellenwerte festzulegen. Andere Indikatoren sind zu bevorzugen. Marktabgrenzungen werden ökonomisch im Allgemeinen über die Substituierbarkeit, d.h. über die Elastizitäten, bestimmt. Bei anderen Indikatoren wird implizit angenommen, dass eine statistische Güterkategorie auch je einen relevanten Markt abbildet.

Von den anderen Indikatoren werden folgende nicht beachtet:

Indikatoren, die auf Input-Output-Tabellen basieren, da die sektorale Auflösung zu gering ist und die Input-Output-Tabellen nicht zeitnah vorliegen.

Indikatoren, die Töchter ausländischer Unternehmen in Deutschland oder allgemein multinationale Unternehmen gesondert berücksichtigen, da diese im vorliegenden Kontext rechtlich genauso behandelt werden, wie inländische Unternehmen. Entsprechende Indikatoren liefern im gegenwärtigen Kontext keine zusätzliche relevante Information.

Indikatoren, die sich nicht plausibel begründet nach Branchen disaggregieren lassen (z. B. Exportwert/Bruttoinlandsprodukt).

Hilfreich für den Vergleich der verbleibenden Indikatoren ist folgende buchhaltungstechnische Identität:

Aufkommen (A) = Verwendung (V)

genauer:

inländische Produktion (IP) + Import (Im)

=

inländische Verwendung (IV) + Export (Ex)

Die verbleibenden Indikatoren sind[300,301]:

---

299 ÖkoInstitut, ISI, DIW (2008): Impacts of EU emissions trading scheme on the industrial competitiveness in Germany, Studie im Auftrag des UBA, S.26ff.

300 Coppel, J./Durand, M. (1999): Trends in market openness, OECD economics department working paper 221

301 OECD (2005): OECD Handbook on economic globalisation indicators.

1.a) Anteil der Exporte eines Gutes an der inländischen Produktion des Gutes („Prospensity to export“): Ex/IP

1.b) Ein verwandter Indikator kann gebildet werden als Anteil der Exporte eines Gutes am Aufkommen: Ex/A=Ex/V.

2.a) Anteil der Importe eines Gutes an der inländischen Verwendung des Guts („Foreign penetration ratio“): Im/IV

2.b) Ein verwandter Indikator kann gebildet werden als Anteil der Importe eines Gutes an der Verwendung: Im/V=Im/A

3. Eine Kombination aus 1.a) und 2.a): Ex/IP+(1-Ex/IP)Im/IV (“Exposure to foreign competition”). Die grundlegende Argumentation ist dabei folgende: Der Teil der Produktion, der exportiert wird, ist zu 100 % ausländischem Wettbewerb ausgesetzt (Ex/IP*100 %). Zusätzlich ist der Teil, der nicht exportiert wird (1-Ex/IP), dem ausländischen Wettbewerb entsprechend des Indikators Im/IV ausgesetzt. Inwieweit die inländische Produktion dem Wettbewerb ausgesetzt ist, indiziert dann die Summe der beiden Teile.

4. Die Summe aus 1.b) und 2.b): (Ex+Im)/A = (Ex+Im)/V („Trade intensity“)

Als Maß für die Intensität des internationalen Wettbewerbs kommen nur 3. und 4. in Frage, da die Indikatoren unter 1. und 2. nur den Export bzw. den Import betrachten.

Vergleicht man die Indikatoren Handelsintensität und Exposure to foreign trade, so kann folgendes festgehalten werden:

der Indikator Handelsintensität ist leichter zu verstehen als Exposure to Foreign Competition,

der Indikator Handelsintensität wird auch im Zusammenhang von „carbon leakage“ von der EU verwendet. Damit ist dieser Indikator besser anschlussfähig.

Falls die Importe größer als die Inländische Verwendung oder Exporte größer als die Inländische Produktion sind, führt der Indikator Exposure to Foreign Competition zu nicht brauchbaren Ergebnissen. Für Deutschland ist dieser Fall jedoch wahrscheinlich nicht relevant.

Im anderen Bereich liefern beide Indikatoren nahe beisammen liegende Werte (bis rund 10 % Differenz tritt auf).

Insofern spricht einiges dafür, die Handelsintensität zu verwenden.

Die Frage ist, ob man auch für die Handelsintensität Schwellen ähnlich der EU-Regelung für Carbon Leakage verwenden will. Dort werden zwei Schwellen gesetzt, die zusammen mit anderen Bedingungen eine Bevorzugung auslösen:

1. Die Handelsintensität mit Nicht-EU-Mitgliedstaaten ist größer als 10 %, und es entstehen zusätzliche Kosten durch CO_2-Zertifikatehandel von mindestens 5 % der Bruttowertschöpfung.

oder

2.a) Die EU Handelsintensität mit nicht EU-Mitgliedstaaten übersteigt 30 %

oder

2.b) Die zusätzlichen Kosten durch CO_2-Zertifikatehandel sind mindestens 30 %.

Davor muss entschieden werden, ob man die Handelsintensität für den gesamten Außenhandel verwendet oder nur die Exporte und Importe in Nicht-EU-Länder. Im Zusammenhang mit Caron Leakage wird deshalb nur der Handel mit Nicht-EU-Länder verwendet, weil die EU-Länder dem Zertifikatehandel unterworfen sind und damit innerhalb der EU kein Carbon Leakage entstehen kann. In Bezug auf das EEG ist fraglich, ob man analog argumentieren kann. Falls nicht, wäre der gesamte Außenhandel Deutschlands mit einem Gut zu betrachten. Die Handelsintensitäten sind dann sehr viel höher, als die im Zusammenhang mit Carbon Leakage errechneten. Falls man mit Schwellenwerten arbeiten will, müsste man wohl mit sehr viel höheren Werten arbeiten als auf EU Ebene, da ansonsten ein Großteil der heimischen Produktion von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren würde.

Theoretisch möglich wäre auch eine Berücksichtigung einzelner EU-Staaten, die ähnlich aufgebaute und ambitionierte EE-Fördermechanismen wie Deutschland implementiert haben. Allerdings kann die Berechnung der Handelsintensitäten sehr aufwendig werden. Zudem müsste erst geklärt werden, ob entsprechende Daten – Handelsströme aufgelöst nach Gütern und einzelnen Staaten (und nicht nach EU vs. Nicht-EU) – überhaupt vorliegen.

6.3.1.2 Ermittlung der „Handelsintensität“ deutscher Branchen

Für die Ermittlung der Handelsintensität sind Daten über Import- und Exportzahlen sowie über die inländische Produktion notwendig. Als Quelle dienen die Statistiken des Statistischen Bundesamtes, insbesondere die Außenhandels- und die Produktionsstatistik, die jedoch verschiedene Güterkategorien verwenden. Um die Handels- und Produktionsmengen einzelner Branchen zu bestimmen, müssen die Güterkategorien bestimmten Wirtschaftszweigen zugeordnet werden. Erschwerend tritt hinzu, dass die verschiedenen Klassifikationen in einzelnen Jahren Revisionen unterzogen werden, so dass ein Vergleich meist nicht direkt möglich ist. Zur Nachvollziehbarkeit der Aufbereitung der Datenbasis sollen nachfolgend die Datenquellen und deren Zusammenführung genauer beschrieben werden.

Ziel ist die Berechnung der Handelsintensität nach Branchen für die Jahre 2008 und 2009, die nach der aktuellen Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008) erfolgen soll. Das Warenverzeichnis der Außenhandelsstatistik (WA) unterliegt jährlich geringen Veränderungen, die Außenhandelsdaten werden hier nach WA 2009 betrachtet. Den Daten aus dem produzierenden Gewerbe liegt das Güterverzeichnis für Produktionsstatistiken (GP) zugrunde, das 2009 einer grundlegenden Revision unterzogen wurde. Ein wesentlicher Vorteil der GP2009 besteht in der Tatsache, dass die ersten vier Stellen der GP der Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ) entsprechen. Die verschiedenen Statistiken müssen demnach in die Kategorien der GP2009 übersetzt werden, um eine Zuordnung nach Branchen zu ermöglichen. So lagen die Produktionsdaten für 2008 nach der Vorgängerversion GP2002 vor. Auf den Seiten des Statistischen Bundesamtes findet sich eine Gegenüberstellung der Güterkategorien von GP2002 und GP2009, mit deren Hilfe die Produktionsdaten von 2008 übersetzt werden konnten.

Da für die Auswertung zunächst eine Differenzierung des Außenhandels nach EU und nicht-EU erfolgen soll, war nicht nur eine Unterteilung nach Gütern sondern auch nach Ländern erforderlich. Die Außenhandelsdaten werden nach 8-Stellern ausgewiesen, so dass das Datenmaterial in dieser Tiefengliederung multipliziert mit der Anzahl der Länder eine enorme Größenordnung annimmt. Aus diesem Grund hat das Statistische Bundesamt in unserem Auftrag eine Übersicht der Außenhandelsdaten nach 4-Stellern erstellt, unterteilt nach EU und nicht-EU. Diese Daten wurden nach WA2009 übermittelt und mit einer ebenfalls vom Statistischen Bundesamt zu Verfügung gestellten Gegenüberstellung von WA2009 zu GP2009 in das erforderliche Format GP2009 überführt.

Nach den beschriebenen Übersetzungen der verschiedenen Güterklassifikationen lag eine einheitliche Kategorisierung nach GP2009 vor. Der letzte Schritt der Überführung der Daten zur Berechnung der Handelsintensität bestand in der Zuordnung der Gütergruppen nach GP2009 zu den Wirtschaftszweigen nach WZ2008. Wie oben bereits erwähnt stellt diese Zuordnung kein Problem dar, da die ersten vier Stellen der Güterkategorien nach WP2009 der Klassifikation der Wirtschaftszweige im 4-Steller entspricht. Als problematisch erwies sich jedoch, dass gemäß der Schnittstellendefinition einige Güter mehreren Wirtschaftszweigen des Statistischen Bundesamtes zugeordnet werden. Dies würde in einer erheblichen Anzahl von Fällen zu Mehrfachzählungen der Güterwerte des Außenhandels führen und damit das Ergebnis verfälschen. Anhand der Güterbeschreibung sowie einer erkennbaren Hauptzuordnung auf Basis von 8-Stellern wurde das jeweilige Gut jeweils nur einem Wirtschaftszweig zugeordnet. Eine anteilige Zuweisung ist aufgrund der Datenlage nicht möglich, so dass die Ergebnisse eine Ungenauigkeit in Abhängigkeit der Anzahl und Geldwerte der jeweils genutzten Gütern enthalten.

Für die Berechnung der Handelsintensität ergibt sich auch in einigen Branchen das Problem, dass entweder keine Daten über den Außen-

handel oder keine Produktionsdaten vorliegen. So sind u.a. die Dienstleistungen der Energieversorgung in den vorliegenden Daten des Statistischen Bundesamtes zum Außenhandel nicht vorhanden. Auch der Handel von Stein- und Braunkohle wird nicht aufgeführt, obwohl nachweislich die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Exporte und Importe von Steinkohle ausweist (BGR 2009).

Definiert wird die Handelsintensität nach Artikel 10a der Richtlinie 2009/29/EG als Verhältnis des Gesamtwerts der Ausführung zuzüglich des Wertes der Einfuhren zur Gesamtgröße des Gemeinschaftsmarktes. Der Gemeinschaftsmarkt wird hier berechnet aus der Summe der zum Absatz bestimmten Produktion zuzüglich der Einfuhren.

$$Handelsintensität = \frac{(Exportwert + Importwert)}{(Produktionswert\ Inland + Importwert)}$$

Die Auswertung der Branchen erfolgte nach drei Ländergruppen, um die Handelsregionen besser einschätzen zu können und dadurch bei Bedarf die in der EU-Richtlinie vorgegebene Mindesthandelsintensität von größer 10 % nochmals regionenspezifisch diskutieren zu können.

Wie sich bei der Ermittlung der Handelsintensität für die Jahre 2008 und 2009 herausstellte, ist die Handelsintensität innerhalb Europas sehr hoch. Wird das Maß von „größer 10 %“ allein für den Handel innerhalb der EU-27 zugrunde gelegt, so würde lediglich die Branche „Eisengießereien“ nicht dem Kriterium standhalten. Alle anderen Branchen – sofern für die Branchen die Handelsintensität bestimmt werden konnte – wären bei Hinzuziehen dieser Kennzahl weiterhin von der BesAR zu privilegieren. Eine weitere Differenzierung von Branchen hinsichtlich möglicher Wettbewerbsgefährdung durch die volle EEG-Umlage erscheint auf dieser Basis zunächst nicht gegeben.

Auch bei Einbezug aller Länder der Welt, zu denen Deutschland Handelsbeziehungen unterhält, ergibt sich kein anderes Bild. Denn der deutsche Außenhandel ist sehr stark vom Handel innerhalb der EU-27 geprägt.

Erst bei Eingrenzung des Handels auf Länder außerhalb der EU-27 ergeben sich branchenspezifische Handelsintensitäten, welche einen Wert um 10 % erreichen. Neben der Eisengießerei würden u.a. noch die Branchen Zement, Milchverarbeitung und Herstellung von Erfrischungsgetränken herausfallen. Hierdurch würde die Umlage zwischen privilegierten und nicht-privilegierten Letztverbraucher um rund 140 Mio. € absinken.

Eine Eingrenzung der Handelsintensität auf Länder außerhalb der EU-27 kann mitunter dadurch begründet werden, dass innerhalb der Gemeinschaft derzeit 16 Länder eine vergleichsweise verbrauchsorientierte Umlage für den Ausbau der EE haben, wie in Deutschland. Auch wenn die Förderung von EE nicht in allen Ländern mit einer Einspeisevergütung analog zum deutschen EEG operationalisiert wird, so gibt doch es in allen EU Mitgliedsstaaten Fördersysteme, die bis auf drei, die Kosten der För-

derung auf die Stromverbraucher umlegen. Lediglich in den drei Ausnahmen erfolgt die Förderung hauptsächlich über das Steuersystem und nicht verbrauchsabhängig durch eine Überwälzung auf die Stromkunden.

Doch gibt es auch in diesen Ländern Maßnahmen, welche – abhängig von der Art der Finanzierung des Ausbaus von Erneuerbaren Energien – die Industrie in unterschiedlichen Umfang von einer vollständigen Beteiligung entbinden.

Davon unberücksichtigt bietet die Kennzahl „Handelsintensität“ den aus unserer Sicht derzeit besten Indikator, um die Wettbewerbssituation von Branchen abzuschätzen. Die Ermittlung auf Branchenbasis wäre hierbei der Praktikabilität des Verfahrens geschuldet und nicht der realen Situation von Unternehmen. Um die Situation in Deutschland angemessen zu berücksichtigen, muss der gesamte Handel von Deutschland mit dem Rest der Welt betrachtet werden. Aufgrund der Exportstärke Deutschlands in vielen Branchen müsste ein Benchmark für Handelsintensität deutlich höher als die in der EU-Richtlinie 2009/29/EG genannten 10 % liegen.

Die Auswirkungen auf die Umlage können dabei nur grob abgeschätzt werden, da zu einigen wesentlichen Branchen keine Informationen vorliegen. Hierbei wären u.a. zu nennen:

- Braunkohlebergbau (0520),
- Steinkohlebergbau (0510),
- Leichtmetallgießereien (2453),
- Bundmetallgießereien (2454),
- Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh- und Stanzteilen (2550),
- Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung (2561),
- Elektrizitätsversorgung (3510),
- Elektrizitätsverteilung (3513),
- Wasserversorgung (3600),
- Rückgewinnung sortierter Werkstoffe (3832) und
- Gas-, Wasser-, Heizungs- sowie Lüftungs- und Klimainstallation (4322).

Beim Stein- und Braunkohlebergbau unterliegen die Produktionswerte der Geheimhaltung, so dass keine Daten vom Statistischen Bundesamt zu erhalten sind und die Berechnung der Handelsintensität damit nicht möglich ist. Für einige der o.g. Branchen (2453, 2454, 2550, 2561 und 3832) liegen zwar die Produktionsdaten vor, das Problem ergibt sich hier jedoch aus der Datenlage in der Außenhandelsstatistik. Die Außenhandelsstatistik wird nach Gütergruppen geführt, wobei die Zuordnung der Güter zu den Branchen nicht möglich ist und so keine belastbaren Daten für die Handelsintensität nach Brachen zu ermitteln sind.

In Anlehnung an § 10a, Abs. 15 und 16 und den dazu genannten Branchen in der carbon-leakage-Liste wurde der Median als erste Orientierung ermittelt. Dieser liegt bei rund 50 %. Der Median bezogen auf die bisher relevanten Branchen innerhalb der besonderen Ausgleichsregelung liegt dagegen bei 35 % für 2009.

Tabelle 6-5: Länder innerhalb der EU-27 mit einem Kostenwälzungssystem ähnlich dem EEG.[302]

Land	Fördersystem	vergleichbar mit EEG	Überwälzung auf Endkunden
Belgien	Quote + Zertifikate	nein	ja
Bulgarien	Einspeisevergütung	ja	ja
Dänemark	Bonus	nein	ja
Estland	Bonus	nein	ja
Finnland	Investitionszuschuss / Einspeisevergütung / Steuervergünstigung	nein	nein
Frankreich	Einspeisevergütung	ja	ja
Griechenland	Einspeisevergütung	ja	ja
Irland	Einspeisevergütung	teilweise	ja
Italien	Quote + Zertifikate / Einspeisevergütung	nein	ja
Lettland	Einpeisevergütung	ja	ja
Litauen	Einpeisevergütung	ja	ja
Luxemburg	Einpeisevergütung	ja	ja
Malta	Subvention / Einspeisevergütung	nein	nein
Niederlande	Bonus	nein	nein
Österreich	Einspeisevergütung	ja	ja
Polen	Quote + Zertifikate	nein	ja
Portugal	Einspeisevergütung	ja	ja
Rumänien	Quote + Zertifikate	nein	ja
Schweden	Quote + Zertifikate	nein	ja
Slowakei	Einspeisevergütung	ja	ja
Slowenien	Einspeisevergütung / Bonus	ja	ja
Spanien	Einspeisevergütung / Bonus	ja	ja
Tschechien	Einspeisevergütung	ja	ja
Ungarn	Einspeisevergütung	ja	ja
Vereinigtes Königreich	Quote + Zertifikate / Einspeisevergütung	ja	ja
Zypern	Einspeisevergütung	ja	ja

[302] RES LEGAL – Rechtsquellen Erneuerbare Energien; http://www.res-legal.de/

6.3.2 Bewertung der oberen und unteren Bezugsmengenschwellen hinsichtlich möglicher brancheninterner Wettbewerbsverzerrungen

Die nachfolgenden Untersuchungen konzentrieren sich auf die beiden Bezugsmengengrenzenschwellen der Besonderen Ausgleichsregelung: 10 GWh/a und 100 GWh/a. Die obere Bezugsmengenschwelle wurde mit dem EEG-Änderungsgesetz vom Juli 2003 eingeführt, um stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes durch die EEG-Umlage nicht in ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit zu gefährden. Unternehmen, die sowohl diese Strommenge erreichen oder überschreiten und zugleich einen Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von mindestens 20 % nachweisen können, bekommen faktisch die zu beziehende EEG-Strommenge derart gekürzt, dass die EEG-Umlage nur noch 0,05 ct/kWh beträgt. Die untere Bezugsmengenschwelle von 10 GWh/a (und gleichzeitig mehr als 15 % Stromkostenanteil an der BWS) wurde 2004 eingeführt. Wird sie überschritten, werden bis zur oberen Grenze lediglich 90 % der Strombezugsmenge mit der verminderten EEG-Umlage begünstigt.

Nun gibt es Fälle, welche die jeweiligen Schwellen nur knapp unterschreiten. Nachfolgend sollen diese Fälle näher untersucht und die finanziellen Auswirkungen abgeschätzt werden. Diese Betrachtung ist insbesondere bei Unternehmen der gleichen Branche hervorzuheben, da hier u.U. eine Wettbewerbsverzerrung durch das Gesetz herbeigeführt worden ist. Abbildung 6-4 verdeutlicht dies an einer exemplarischen Darstellung an den beiden Bezugsschwellen. Selbst wenn der Stromkostenanteil an der BWS 15 % übersteigt, so ist erst mit Überschreitung der 10 GWh/a eine Privilegierung möglich. Direkt an der Bezugsschwelle (SKA/BWS ist größer 15 % und der Strombezug größer 10 GWh/a; Sprung: Quadrat nach Dreieck) ergeben sich dadurch Strombezugspreise mit einer Differenz von rund 3,1 ct/kWh bzw. insgesamt rund 310.000 € pro Jahr.

Die Differenz an der oberen Bezugsmengenschwelle (SKA/BWS ist mind. 20 % und der Strombezug mind. 100 GWh/a; Sprung: Dreieck nach Kreuz) ist deutlich geringer. Unter Berücksichtigung der höheren Strombezugsmenge ergeben sich aber ähnlich große Summen.

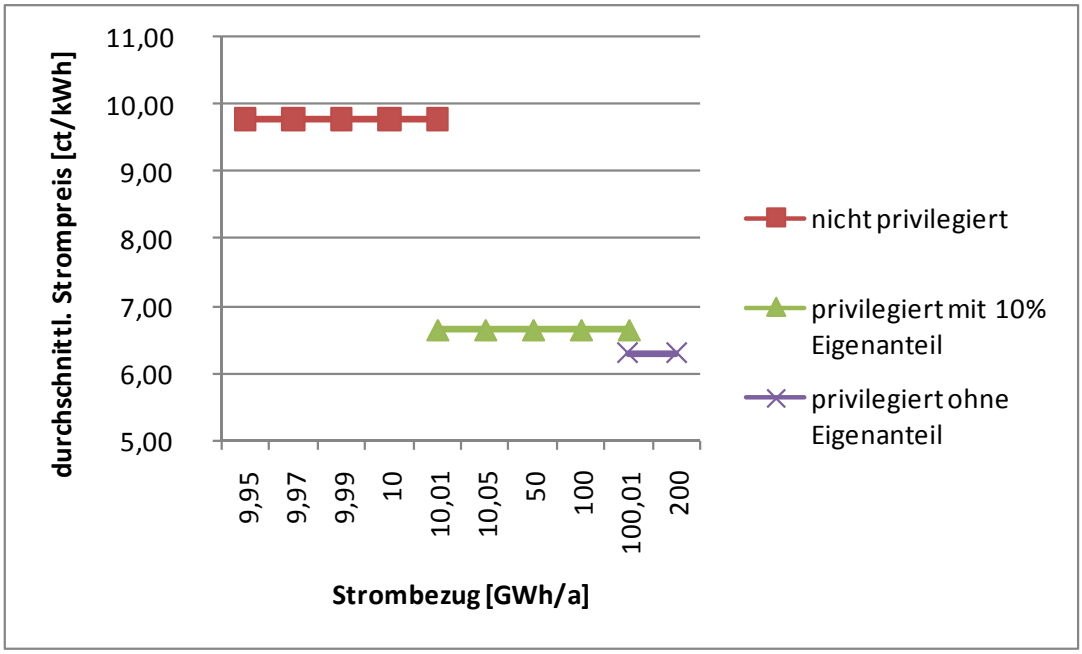


Abbildung 6-4: Auswirkung der Bezugsmengenschwellen von 10 und 100 GWh bei einem Stromkostenanteil an der BWS leicht unter und leicht über 15 % bzw. 20 %.[303]

6.3.2.1 Betrachtung der oberen Begünstigungsgrenzwerte

Aufgrund der vom BAFA zur Verfügung gestellten Informationen können Grenzfälle nahe den 100 GWh sehr gut untersucht werden. Abbildung 6-5 zeigt Unternehmen mit jährlichen Strombezugsmengen knapp unter 100 GWh, die jedoch zugleich einen Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von mehr als 20 % aufweisen (blau) sowie Unternehmen, die unterhalb der 20 % liegen, aber zugleich Strommengen von mehr als 100 GWh/a beziehen (rot).

Neben der hier abgebildeten Anzahl gibt es noch weitere Unternehmen, welche jedoch weit über oder unter den hier dargestellten Grenzen liegen (siehe auch kleine Grafik in Abbildung 6-5). Insgesamt handelt es sich (in 2011) um 15 Unternehmensstandorte bzw. Abnahmestellen mit ausreichend bis recht hohem SKA/BWS, die aber unter der Schwelle von 100 GWh/a liegen sowie 19 Abnahmestellen, die darüber liegen, jedoch nicht gleichzeitig einen Stromkostenanteil größer 20 % aufweisen. Die wesentlichen Branchen (bezogen auf die Anzahl) dabei gehören zur Herstellung von Papier, Karton und Pappe (Branche 1712), bei denen beide Fälle zu nahezu gleichen Anteilen vorkommen, Einzelfälle der chemischen Industrie (WZ 2010), die fast ausschließlich einen hohen Stromverbrauch aufweisen, jedoch nur einen geringen SKA an der BWS, sowie einzelne Unternehmen zur Erzeugung und Herstellung von Metallen (WZ 240) mit

303 Angaben auf Grundlage der Angaben der ÜNB von 3,53 ct/kWh an EEG-Umlage für nicht-privilegierte Stromendverbraucher sowie einem anlegbaren Preis für Strom von 6,25 ct/kWh ermittelt gemäß §54, Abs. 2 EEG 2009.

gleicher Problematik wie bei der chemischen Industrie. Die sind in etwa die gleichen Branchen wie in 2010.

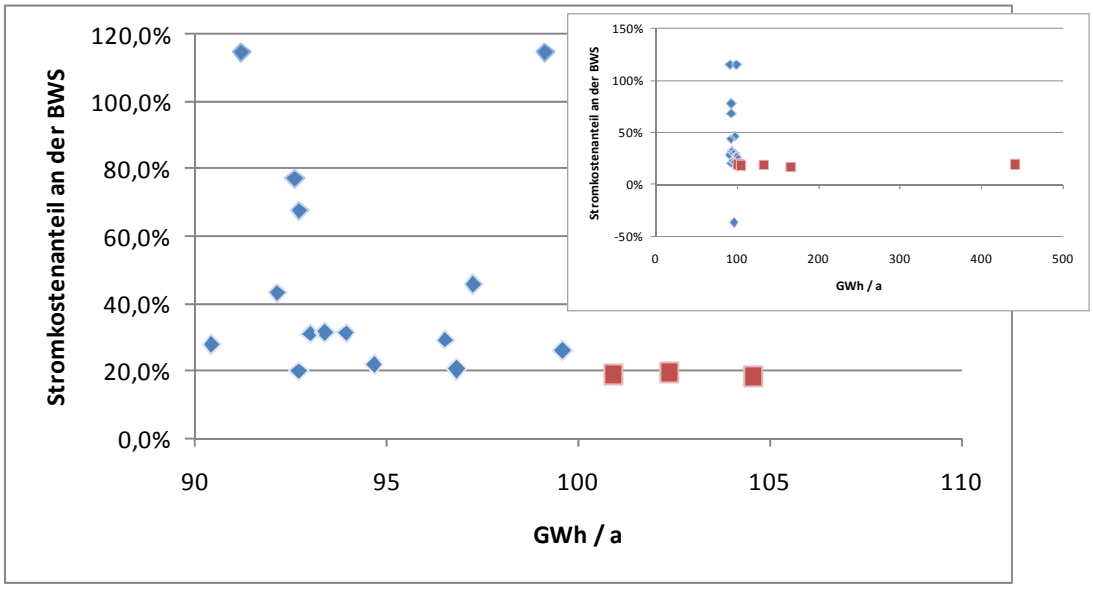


Abbildung 6-5: Darstellung der Unternehmen an der oberen Grenze, welche aber das jeweils andere Kriterium der oberen Grenze der BesAR nicht erfüllen.

Einige Branchen sind mit einer relativ großen Anzahl an Betrieben (im Bezug auf die von der BesAR betroffenen Unternehmensstandorte) in der Liste der privilegierten Endverbraucher vertreten. Hierbei zeigt sich, dass es oftmals auf beiden Seiten der oberen Bezugsmengengrenze Unternehmen (in Form von Stromabnahmestellen) der gleichen Branche (4-Steller-Ebene) gibt, so dass durch die Differenzierung eine Verzerrung erfolgt.

Entsprechend wirkt sich die Grenzdefinition zwischen untereinander im Wettbewerb stehenden Unternehmen aus, wenn sie über bzw. unter der Grenze von 100 GWh/a liegen. Statt lediglich 0,05 ct/kWh an den Kosten des EEG mitzutragen, beteiligen sich Unternehmen, welche die Grenze nicht einhalten können, mit rund 0,4 ct/kWh[304]. Das nachfolgende **Beispiel** mag die Größenordnung etwas verdeutlichen:

Ein Unternehmen, welches an einer Stromabnahmestelle knapp über 100 GWh/a bezieht, zahlt an EEG-Umlage, wenn der SKA/BWS mehr als 20 % beträgt, rund 50.000 €. Liegt der SKA an der BWS unterhalb der 20 % (aber noch oberhalb der 15 % der unteren Grenze) sind es rund 400.000 €, also gut das Achtfache.

Die Differenz an sich gibt aber noch keine Auskunft über die tatsächliche Auswirkung, obwohl für sich betrachtet, hier schon ein Ungleichgewicht entsteht. Zu betrachten sind die Auswirkungen auf die nationale Wettbe-

[304] 0,05 ct/kWh x 90 % + 3,53 ct/kWh x 10 % = 0,398 ct/kWh

werbssituation. Wie wirkt sich die Differenz von hier beispielhaft rund 350.000 € auf den Mitbewerber aus? Wird unterstellt, dass es sich um das ein und das selbe Unternehmen handelt, so sind die 350.000 € entsprechend als eine Gewinnminderung vor Steuer zu betrachten. Vergleicht man nun diesen Wert mit der durchschnittlichen Bruttowertschöpfung derjenigen Unternehmen (da keine sonstigen Wirtschaftskennzahlen der Unternehmen seitens BAFA vorliegen), welche nahe den 100 GWh/a liegen, so ist der Anteil deutlich unter 1 % (sowohl Mittelwert, Median sowie das obere und untere Quartil) angesiedelt. Interessanter wäre sicherlich ein Bezug auf den Gewinn vor Steuern (EBIT).

Die Auswirkungen sind, rein ergebnisbezogen, als sehr gering einzustufen, ohne dabei eine weitergehende Aussage darüber machen zu können, wie sich das in der jeweiligen Branche tatsächlich auf die Wettbewerbssituation auswirkt. Da hierzu keine Informationen vorhanden sind, kann nachfolgend lediglich über weitere Wettbewerbsvorteile spekuliert werden:

Denn ganz anders mag das Bild aussehen, wenn das gesamte Spektrum der Unternehmen, welche von der BesAR profitieren, betrachtet wird. Dann kann eine Differenz von rund 0,35 ct/kWh durchaus eine stärkere Wettbewerbsbenachteiligung sein, als im obigen Beispiel dargestellt.

Es stellt sich insbesondere die Frage, warum große Unternehmen, die aufgrund ihrer Kaufkraft ohnehin Wettbewerbsvorteile im Einkauf von Strom und anderen „Rohstoffen“ genießen, noch zusätzlich begünstigt werden. Denn üblicherweise sind es die Kleinen- und Mittelständigen Unternehmen (KMU), die zur Stärkung des Mittelstandes und Erhaltung bzw. Ausprägung des Wettbewerbs zu unterstützen sind. Mit dieser oberen Grenze wird aber gerade der umgekehrte Fall gefördert.

Wenn denn also bestimmte Branchen aufgrund einer möglichen internationalen Wettbewerbsgefährdung im Außenhandel als schützenswert eingestuft werden, dann sollte auf nationaler Ebene aber zugleich eine Verzerrung der Wettbewerbssituation vermieden werden, welche zudem eine Konzentration der Unternehmen einer Branche noch unterstützt.

Um auch die EEG-Umlage auf die nicht privilegierten Stromendabnehmer nicht noch weiter zu erhöhen, wäre es sinnvoll, wenn alle privilegierten Unternehmen einen gewissen Anteil mit der vollen EEG-Umlage tragen würden. Werden die derzeit 10 % Eigenanteil auf alle Unternehmen ausgedehnt, so würde die interne Umlage zwischen den beiden Letztverbrauchergruppen von rund 2,2 Mrd. € auf rund 2,0 Mrd. € absinken.

Privil. Strommenge prod. Gewerbe*	65.461 GWh/a
Privil. Strommenge Schienenbahnen**	4.190 GWh/a
Privil. EEG-Umlage	0,05 ct/kWh
Selbstbehalt (für alle)	10 %
Umverteilungsvolumen Endverbraucher	2.029 Mio. €
EEG-Umlage nicht privil. Endverbraucher	3,49 ct/kWh

* gemäß ÜNB 15.10.2010, gemindert um die Strommenge bei Schienenbahnen, BAFA/BMU: „Informationen zur Anwendung von § 40 ff. EEG (Besondere Ausgleichsregelung) für das Jahr 2011, 15.12.2010; unter Berücksichtigung der anteiligen Veränderung bei den BAFA-Zahlen.

** BAFA/BMU 15.12.2010

Vorteile:

- Wettbewerbsverzerrung im nationalen Markt an der oberen Grenze wird aufgelöst.
- Große Unternehmen, die bereits Wettbewerbsvorteile genießen, werden nicht noch zusätzlich gegenüber ihren Mitbewerbern besser gestellt.

Nachteil:

- Nur aus Sicht der bisher voll privilegierten Unternehmen. Es sind aus derzeitiger Sicht mit folgenden Zusatzkosten gegenüber dem Status Quo zu rechnen:

Strombezugsmenge	Mehrkosten im Jahr (aufgerundet)[305]	Abnahmestellen in Anträgen für 2011
100 GWh/a	344.000 €	90
250 GWh/a	860.000 €	38
500 GWh/a	1.718.000 €	21
1.000 GWh/a	3.440.000 €	5

Der Median des Strombezugs vorliegenden Unternehmen liegt bei rund 220 GWh/a, was in etwa 756.000 € an jährlichen Mehrkosten für das jeweilige Unternehmen entspricht.

6.3.2.2 Betrachtung der unteren Begünstigungsgrenzwerte

Wie bereits Abbildung 6-4 verdeutlicht liegt die größte Verzerrung an der unteren Grenze von 10 GWh/a. Die wirtschaftlichen Auswirkungen auf ein Unternehmen, das aufgrund seiner Strombezugsmenge knapp unterhalb des Schwellenwertes von 10 GWh liegt, gegenüber einem Unternehmen der gleichen Branche, welches diesen Wert überschreitet, liegen bei rund 310.000 € pro Jahr.

[305] Einzelwirtschaftliche Sicht: 0,05 ct/kWh x 90 % + 3,485 ct/kWh x 10 % = 0,3935 ct/kWh, subtrahiert um: 0,05 ct/kWh multipliziert mit der Strombezugsmenge

Es liegen derzeit keine spezifischen Unternehmensdaten vor, um eine gute Abschätzung möglicherweise betroffener Unternehmen bzw. Branchen machen zu können. Eine Auswertung auf Basis der Strombezugsmengen der Jahre 2008 sowie 2009 kommt zu dem Ergebnis, dass aus denen im Rahmen der BesAR relevanten Branchen etwa 200 Betriebe mit rund 1.900 GWh/a innerhalb eines Strombezugsmengenbereichs von 9 bis 10 GWh/a antragsberechtigt sein könnten. Wird zudem berücksichtigt, dass von der gesamten Strombezugsmenge über 10 GWh/a nur etwa die Hälfte des produzierenden Gewerbes privilegiert ist und wird dieser Anteil auch auf die Strommengen zwischen 9 bis 10 GWh/a bezogen, so halbieren sich die oben genannten Werte nochmals.

6.3.3 Zum intermodalen Wettbewerb des Schienenverkehrs

Die verringerte Belastung des Schienenverkehrs durch die EEG-Umlage im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung wird mit dem intermodalen Wettbewerb begründet. Es wird also vermutet, dass ohne diese Bevorzugung des Schienenverkehrs Kunden zu anderen Verkehrsträgern wechseln, die womöglich auch noch eine höhere CO_2-Menge pro Verkehrsleistung emittieren.

Um sich hierzu ein Bild zu machen, wurde ein Blick in die Literatur geworfen. Dabei wurde keine umfassende Literaturstudie durchgeführt. Vielmehr wurde mit dem Ziel die Plausibilität zu prüfen und die Grundlage für eine Diskussion des weiteren Vorgehens in dem Bereich zu schaffen, auf eine Studie fokussiert und das aktuelle Sondergutachten der Monopolkommission („Bahn 2009: Wettbewerb erfordert Weichenstellung“) auf Aussagen zum intermodalen Wettbewerb durchgesehen. Bei der Studie handelt es sich um „Wettbewerb und Unternehmensregulierung im Verkehr. Eine Analyse zur unterschiedlichen Einbindung der Verkehrsarten in den Emissionshandel“, die das Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) im Auftrag der DB Energie GmbH bearbeitete und am 25. Mai 2009 abschloss .

Als generelle Aussage mag ein Zitat aus dem Sondergutachten der Monopolkommission dienen (Ziffer 165):

„Die Disziplinierungswirkung, die der intermodale Wettbewerb auf die Bahn ausübt, wird von der Monopolkommission deshalb in einzelnen Marktsegmenten als groß, in anderen jedoch eher als gering eingeschätzt.“

Man wird also schwerlich in Abrede stellen können, dass der Schienenverkehr ohne die Bevorzugung zumindest in einzelnen Bereichen Kunden an andere Verkehrsträger verliert. Inwieweit es sich um eine quantitativ bedeutsame Menge handelt, kann hier nicht untersucht werden. Neben einer quantitativen Abschätzung bietet sich eine andere Stoßrichtung für Überlegungen an: Können die Bereiche, in denen ein geringer intermodaler Wettbewerb herrscht, isoliert werden, und können sie aus der Besonderen Ausgleichsregelung ohne allzu großem Aufwand ausgeschlossen

werden? Also: Kann man die Besondere Ausgleichsregelung für den Schienenverkehr zielsicherer gestalten?

In der Studie des ZEW werden vier Märkte unterschieden:

- Personennahverkehr
- Personenfernverkehr
- Güterfernverkehr mit Massengütern
- Güterfernverkehr mit Halb- und Fertigwaren.[306]

Die Fernverkehre werden dann jeweils nach Entfernungsintervallen unterschieden. Die Stärke des intermodalen Wettbewerbs wird mit Preiselastizitäten gemessen (um wie viel Prozent ändert sich die nachgefragte Menge, wenn sich der Preis um ein Prozent erhöht?). Das ZEW verwendet dabei den Median[307] der in der Literatur zu findenden Werte, die erheblich streuen. Diese Streuung könnte ein Problem darstellen, da auf Basis der Literatur womöglich nicht ohne weiteres ein Konsens erreicht werden kann, ob der intermodale Wettbewerb in einem Bereich groß oder klein ist.

Im Personennahverkehr konstatiert das ZEW, dass die Eisenbahn *„in einem schwachen intermodalen Wettbewerbsverhältnis zum motorisierten Individualverkehr steht“*. Insofern würde es sich anbieten, den Personennahverkehr inklusive Straßen-, U- und S-Bahnen näher zu untersuchen. Es besteht begründete Hoffnung, hier einen geringen intermodalen Wettbewerb festzustellen, der dann als Begründung dienen kann, bestimmte Teile des Schienenverkehrs aus der Besonderen Ausgleichsregelung herauszunehmen. Der Personennahverkehr dürfte allerdings nicht klar vom Fernverkehr zu trennen sein. Und bei Straßen-, S- und U-Bahnen könnten zum Einen soziale Argumente gegen eine Herausnahme auftauchen. Zum Anderen dürften Angebote in diesem Bereich teils durch Förderung der Länder oder Kommunen unterstützt werden, was einen Widerstand aus fiskalischem Gründen gegen eine Herausnahme befürchten lässt.

Für den Personenfernverkehr stellt das ZEW die in Tabelle 6-6 intermodale Wettbewerbssituation fest:

Offensichtlich besteht das Problem, dass man Bereiche mit weniger stark ausgeprägten intermodalen Wettbewerb schwerlich von anderen Bereichen trennen kann. Insofern scheint der Fernverkehr wenig Möglichkeit zu eröffnen, auf Basis des intermodalen Wettbewerbs gegen eine besondere Ausgleichsregelung für den Schienenverkehr zu argumentieren.

Für den Güterfernverkehr verwendet ZEW folgende Einteilung:

---

306 Im Güternahverkehr ist Schienenverkehr nicht relevant. Der Bereich des Straßen- und U-Bahnverkehrs ist in der Studie m. E. nicht enthalten. Es ist nicht ausgeschlossen, dass andere Studien davon abweichende „relevante Märkte“ abgrenzen.

307 Wird Gesamtheit der Werte aufsteigend geordnet, so ist der Median derjenige Wert, der bei der Hälfte der Gesamtheit zu finden ist. Der Median hat – im Gegensatz z. B. zum Durchschnitt – den Vorteil, nicht auf Ausreißerwerte zu reagieren.

Tabelle 6-6: Überblick über die Wettbewerbssituation im Personenfernverkehr.

	Bis 400 km Entfernung	400-600 km Entfernung	600-800 km Entfernung	Über 800 km Entfernung
Schiene-Luft	Mittlerer intermodaler Wettbewerb*	Hoher intermodaler Wettbewerb	Mittlerer intermodaler Wettbewerb	Geringer intermodaler Wettbewerb
Schiene-PKW	Mittlerer intermodaler Wettbewerb	Hoher intermodaler Wettbewerb	Mittlerer intermodaler Wettbewerb	

* unter 300 km Entfernung wird Luftverkehr praktisch nicht angeboten.

Tabelle 6-7: Überblick über die Wettbewerbssituation im Güterfernverkehr.

	Bis 350 km Entfernung	350-750 km Entfernung	750-900 km Entfernung	Über 900 km Entfernung
Schiene-Binnenschiff*	Hoher intermodaler Wettbewerb			
Schiene-LKW**	Keine Substitute	mittlerer intermodaler Wettbewerb	Hoher intermodaler Wettbewerb	Mittlerer intermodaler Wettbewerb

* Segment Massengut. Gilt nur entlang von Wasserstraßen: Rhein, Elbe, Mosel, Main.

** Segment Halb- und Fertigwaren

Für den Massenguttransport gibt es für die Schiene nur entlang von Wasserstraßen Konkurrenz. Dort ist sie durch die Binnenschifffahrt aber auch hoch. Auch hier wird es kaum gelingen, das Segment mit hohem intermodalen Wettbewerb – Massengüter entlang den Wasserstraßen – von dem anderen Segment zu trennen. Höchstens könnte erwogen werden, ob es möglich und sinnvoll sein könnte, den Transport von Massengütern komplett von der Besonderen Ausgleichsregelung auszunehmen.

Im Segment Halb- und Fertigwaren ist kein Ansatzpunkt für eine Herausnahme aus der Besonderen Ausgleichsregelung zu sehen.

Die grobe Übersicht weist darauf hin, dass mit der Begründung eines geringen intermodalen Wettbewerbs wahrscheinlich nur der Personennahverkehr aus der Besonderen Ausgleichsregelung ausgenommen werden könnte. Eine grobe Abschätzung aufgrund von unternehmensspezifischen BAFA-Zahlen zeigt, dass die Stadtbahnen (keine Regionalbahnen) etwa 50 % der geförderten Strommenge ausmachen. Für 2011 wären dies überschlägig gerechnet rund 57 Mio. €, die nicht überwälzt werden würden. Die EEG-Umlage würde dadurch auf 3,51 ct/kWh absinken.

Für andere Bereiche sind keine klar abgrenzbare und gesetzlich gut handhabbare Teilmärkte mit geringem intermodalem Wettbewerb auszumachen. Hier könnten allenfalls umfangreiche quantitative Analysen weiterhelfen.

Darüber hinaus ist zu erwarten, dass die DB – nach dem Gutachten des ZEW zu schließen – darauf verweist, dass sie im Vergleich zum Flugverkehr benachteiligt wird, und dies auch nach der Ausdehnung des Emissions-Zertifikatehandels auf den Luftverkehr so bleibt, da der Luftverkehr 85 % der erforderlichen Zertifikate per freie Zuteilung erhält.

6.3.4 Ermittlung und Diskussion der von Stromletztverbrauchern akzeptierten Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Rahmen der Diskussion über die Zumutbarkeit, §40, I, S.2 EEG 2009

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht in §40, Abs. 1, S.2 in Verbindung mit §6, Abs. 1 AusglMechV vor, dass das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) auf Antrag stromintensiver Industrien (gemäß §41, Abs.1 EEG) für diese eine Begrenzung der EEG-Umlage gewährt, sofern deren internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit gefährdet erscheint. Die Differenz zu der von diesen Unternehmen nur begrenzt anteilig abzunehmende EEG-Umlage ist von allen anderen Stromendabnehmern zu tragen.

Das EEG begrenzt die in §40, Abs.1, S.2 die interne Umlage zwischen privilegierten und nicht privilegierten Stromletztverbrauchern in der Art, als dass diese interne Umlage nur soweit erhöht werden darf, wie es *„mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist“*.

Da gemäß §40, Abs.1, S.2 EEG (2009) sich diese Betrachtung jeweils nur auf die den Antrag zur BesAR stellende Abnahmestelle bezieht – hier also nicht die Summe der internen Umlage, sondern nur die Einzelauswirkungen betrachtet werden – ist man subjektive geneigt zu sagen, dass dies mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist. Ein objektiver Wert z. B. in Form einer Höchstgrenze oder Deckels ist im aktuellen EEG nicht gegeben.

Welche maximale Höhe bzw. welchen Anteil an der gesamten EEG-Umlage diese Umlage zwischen Stromendabnehmern betragen darf, ist Inhalt der nachfolgenden Diskussionen.

Hierzu werden zunächst bestehende bzw. in vorangegangenen Gesetzen zum Recht der Erneuerbaren Energien im Strombereich enthaltene Kennzahlen dargestellt und diskutiert. Daran anschließend soll geprüft werden, welche Art der Bewertung künftig einen aussagekräftigen und nachvollziehbaren Indikator für die Angemessenheit der Umverteilung darstellt.

6.3.4.1 Bisherige Kennzahlen zur Bewertung der Vereinbarkeit der internen Umlage von EEG-Kosten zwischen stromintensiven und nicht stromintensiven Stromendverbrauchern

§11a (EEG 2003), §16, Abs. 1 (EEG 2004) und §40, Abs.1, S.2 (EEG 2009) beinhalten, dass jede Begrenzung einzeln daraufhin geprüft wird, ob sie den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher zuwider läuft.

Eine derartige Einzelfallprüfung wird jedoch aufgrund des jeweils sehr kleinen Betrags (bisher weit unterhalb 0,4 Promille) im Vergleich zur Gesamtumlage wohl kaum ein geeigneter Indikator dafür sein können, ob hier die Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher beeinträchtigt werden. Nichts desto trotz ist dies eine Prüfungspflicht seitens des BAFA, indizierte jedoch bislang aufgrund der sehr geringen Relevanz im Einzelfall keinen Handlungsbedarf.

Eine aus Sicht des Prüfungsverfahrens einfachere Kennzahl bestand in der Deckelung der Umlage zwischen den Stromendverbrauchern, wie sie in §16, Abs. 5 (EEG 2004) formuliert war. Sie beinhaltete, dass die jährliche Steigerung der EEG-Umlage nicht mehr als 10 % gegenüber dem Vorjahresentscheid und in Anwendung von §16 EEG ausmachen dürfe. Wurde dieser Anteil überschritten, so war durch die stromintensiven Unternehmen soviel EEG-Strom mehr abzunehmen, bis die 10 % erreicht wurden oder eine Parität hinsichtlich der Abnahme zwischen allen Stromendabnehmern erfolgte.

Der so genannte 10-Prozent-Deckel war im Zuge der EEG-Novelle 2004 in die Besondere Ausgleichsregelung aufgenommen worden. Nachdem der Kreis der Begünstigten gegenüber der bisherigen Regelung erweitert worden ist, sollten die dadurch bedingten Mehrbelastungen der nicht privilegierten Stromverbraucher begrenzt werden.

Die Begrenzung auf 10 % ergab sich im Rahmen der Gesetzesentwicklung als Ergebnis zwischen den im demokratischen Prozess verhandelnden Parteien. Diese Grenze oblag somit keinen objektiven Kriterien, sondern subjektiven Empfindungen zum Zeitpunkt der Gesetzesentwicklung.

2005 hätte der nach § 16 Abs. 4 EEG zu berechnende Belastungsquotient für die nicht privilegierten Stromverbraucher ohne Anwendung der Deckelregelung klar über 10 % gelegen. Daher war bei allen Antragstellern der im Gesetz vorgesehene Kürzungsmechanismus anzuwenden. Auch in den Folgejahren wäre dies der Fall gewesen, doch wurde dieses Verfahren durch das EEG-Änderungsgesetz vom 07. November 2006 aufgehoben, um den stromintensiven Unternehmen eine bessere Kalkulationsgrundlage zu verschaffen.

Da es demnach bisher keine objektiven Kriterien gibt, was das Interesse der Gesamtheit der Stromverbraucher betrifft – dies beinhaltet sowohl nach BesAR privilegierte wie nicht privilegierte Stromletztabnehmer – soll nachfolgend zumindest die Sicht von Seiten der nicht privilegierten Letztverbraucher näher beleuchtet werden. Denn es kann zunächst davon ausgegangen werden, dass sich den Interessen der privilegierten Unternehmen – wenn hier aus Kostensicht das Interesse von 0 ct/kWh unterstellt wird – durch die Eingrenzung der von Ihnen zu tragenden EEG-Kosten zumindest gut genähert wurde.

Seitens der nicht privilegierten Letztverbraucher ist eine objektive Berechnung für die maximale Höhe der Umlage schwierig, da es nicht den „ei-

nen“ Stromkunden gibt, sondern viele unterschiedliche Interessensgruppen, die in unterschiedlichem Maße bereit sind, den Ausbau der EE finanziell zu fördern. Daher werden nachfolgend bestehende Umfragen zum Thema „Förderung von Erneuerbaren Energien“ ausgewertet.

6.3.4.2 Übersicht über Studien und Befragungen über die Akzeptanz und Zahlungsbereitschaft von Stromverbrauchern für den Ausbau Erneuerbarer Energien

Aufgrund des durch das EEG induzierten Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist die EEG-Umlage in den vergangenen Jahren verhältnismäßig stark angestiegen. Hervorgerufen wurde dies vor allem durch Technologien mit hohen Fördersätzen, wie z. B. Photovoltaik, deren Ausbau man zuvor nicht in dieser Geschwindigkeit erwartet hatte. Hinzu kommt, dass Sonderregelungen, wie z. B. die besondere Ausgleichsregelung, eine Umverteilung der EEG-Umlage von den privilegierten zu den nichtprivilegierten Letztverbrauchern hervorrufen, was somit letztendlich zu einer weiteren Erhöhung der EEG-Umlage für die letztgenannte Gruppe führt. Auch wenn die Steigerung der Stromkosten in den letzten Jahren vor allem von anderen Faktoren getrieben wurde, ist jedoch in letzter Zeit vermehrt die Frage zu hören, ob der Ausbau der Erneuerbaren Energien den Präferenzen der Bevölkerung entspricht. Vor diesem Hintergrund soll hier ein kurzer Überblick über Studien und Befragungen zu diesem Thema gegeben werden.

In vielen Befragungen kommt zum Ausdruck, dass die Nutzung von Erneuerbaren Energien für einen Großteil der Bevölkerung einen hohen Stellenwert einnimmt. So stimmten in einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage des BMU zu Thema „Umweltbewusstsein“ im Jahr 2008 86 % der Befragten der Aussage zu, dass ein konsequenter Umstieg auf Erneuerbare Energien eine wichtige Strategie zum Klimaschutz darstellt[308].

In einer Studie von TNS Infratest aus dem Jahr 2009 zum Thema „Strom sparen“ gaben 92 % der Privatkunden in einer bundesweiten repräsentativen Marktuntersuchung von 1.000 Haushalten an, dass sie Strom aus umweltschonenden Energiequellen wollen[309].

Die jüngste Umfrage zum Thema Erneuerbare Energien wurde Ende 2009 vom Meinungsforschungsinstitut forsa im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien durchgeführt. Dort plädierten 81 % der Befragten der bundesweit repräsentativen Gruppe von 1.006 Personen für einen Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Verringerung der Nutzung herkömmlicher Energieträger wie Kohle, Gas und Atomkraft. 76 % sprachen sich dafür aus, die Förderung auf dem bisherigen Niveau beizubehalten. Lediglich 20 % gaben an, die Förderung solle abgesenkt werden[310].

---

[308] BMU (2008), Umweltbewusstsein in Deutschland 2008, Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage, S. 30.

[309] TNS Infratest (2009), Presseinformation vom 10. November 2009 zu Studien „Strom sparen“

[310] Forsa (2009), Umfrage zum Thema „Erneuerbare Energien“ 2009.

Aus Umfragen dieser Art lässt sich eine generelle Zustimmung für die Förderung Erneuerbarer Energien in der Bevölkerung ableiten. Wie viel sie aber tatsächlich für den Ausbau der EE bereit sind zu zahlen, geht aus den Befragungen nicht hervor. Lediglich bei der forsa Umfrage wurde das derzeitige Förderniveau von einer Mehrheit als angemessen bewertet. Aus dieser Aussage lässt sich jedoch nicht die Akzeptanz für eine weitere Erhöhung der EEG-Umlage ableiten.

Um eine Einschätzung über die maximal tolerierbaren Zusatzkosten für den Ausbau Erneuerbarer Energien zu erhalten, müssen die Befragungen gezielt auf die Zahlungsbereitschaft der Stromverbraucher abzielen. Dieser Ansatz wurde 2007 in einer Studie des ewi und 2010 in einer gemeinsamen Studie vom RWI und forsa verfolgt.

In der Studie des ewi wurde in einer Online-Befragung konkret danach gefragt, wie viel der Befragte bereit sei, für den Ausbau der Erneuerbaren Energien auf 20 % bzw. 30 % an der gesamten Stromerzeugung zu bezahlen. Ausgangpunkt war ein Anteil der Erneuerbaren von 10,2 % im Jahr 2005. Die Befragung zielte auf die maximale jährliche Zahlungsbereitschaft für die beiden Ausbauszenarien ab. Unterstellt wurde eine Finanzierung über höhere Strompreise wie sie durch das EEG derzeit auch praktiziert wird. Ferner wurde bei der Zahlungsbereitschaftsabfrage vorgegeben, dass die Beträge über einen Zeitraum von 10 Jahren entrichtet werden müssen. Die ermittelten durchschnittlichen jährlichen Zahlungsbereitschaften pro Jahr lagen für das 20 %-Ausbauziel bei 43,56 € pro Haushalt und für das 30 %-Ausbauziel bei 62,58 € pro Haushalt. An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Befragung nicht den Kriterien der Repräsentativität genügte. Die Autoren weisen explizit auf diesen Umstand hin und regten weitere empirische Studien zu diesem Thema an.

Überträgt man die Ergebnisse der Studie auf die Grundgesamtheit von 39,1 Millionen Haushalten, ergeben sich eine akzeptierte Erhöhung der Stromkosten von 1,7 Milliarden für das 20 %-Ausbauziel und 2,45 Milliarden € für einen 30 %igen Ausbau gegenüber den Kosten der EEG-Umlage von 2005 (damals rund 2,9 Mrd. €, anlegbarer Wert für Strom bereits berücksichtigt)[311]. Dieser Wert von rund 4,6 Milliarden € wird mit den vorläufigen Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber von 8,2 Milliarden € für 2010 und 13,6 Milliarden € für 2011 bereits deutlich überschritten.

Bei der vom RWI und dem Forsa-Institut initiierten Studie wurde die Zahlungsbereitschaft für verschiedene Energiemixe abgefragt. Unterschieden wurden die drei Kategorien fossile Energieträger, Kernenergie und Erneuerbare Energien. Den Teilnehmern wurden verschiedene Zusammensetzungen in 25 %-Intervallen präsentiert und die entsprechende Zahlungsbereitschaft erhoben. Beispielsweise 25 % erneuerbar, 25 % Kernenergie, 50 % fossil. Es wurden auch Kombinationen aus nur zwei Kategorien oder

311 Christ, S., Bothe, D. (2007): Bestimmung der Zahlungsbereitschaft für Erneuerbare Energien mit Hilfe der Kontingenten Bewertungsmethode, EWI Working Paper, Nr. 07/1, Mai 2007.

eine vollständige Deckung aus einem Energieträger angeboten. Insgesamt ergaben sich 13 verschiedene Zusammensetzungen, von denen jedem Teilnehmer fünf zufällig ausgewählte Bewertungssituationen präsentiert wurden. Durch den Stichprobenumfang von fast 3.000 Haushalten ergaben sich für jede der 13 Optionen ca. 1.000 Beobachtungen. Als Referenzgröße wurde eine 100 %ige Stromerzeugung aus fossilen Quellen auf 100 € normiert und für die verschiedenen alternativen Kombinationen jeweils die Zahlungsbereitschaft erfragt. Eine Antwort unter 100 € ist somit als negative Wertschätzung im Vergleich zu rein fossiler Erzeugung zu werten, ein Wert von über 100 analog als positive. Es ist insgesamt eine sehr heterogene Präferenzverteilung bei den Befragten festzustellen. Als interpretierbare Größe wurde nicht die durchschnittliche Zahlungsbereitschaft bewertet, sondern der Wert des Median. Dies wurde damit begründet, dass ein Preisaufschlag in Höhe der Zahlungsbereitschaft des Median von der Mehrheit der Bevölkerung akzeptiert würde. Die Ergebnisse zeigen, dass ein steigender Anteil Erneuerbarer Energien mit einer steigenden Zahlungsbereitschaft verbunden ist. Der Umfang der Steigerung ist allerdings relativ gering. Relativ zu Strom aus rein fossilen Quellen sinkt dagegen die Zahlungsbereitschaft mit dem Anteil von Kernenergie deutlich. Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass die Stromkonsumenten prinzipiell gewillt sind, einen Aufschlag für regenerative Stromerzeugung zu zahlen. Die Höhe der akzeptierten Mehrkosten hängen dabei stark von den jeweiligen verbleibenden Anteilen der fossilen Energieträgern und der Kernenergie im Strommix ab. Die Zahlungsbereitschaft für Erneuerbare Energien ist dabei umso höher, je mehr Atomenergie dadurch substituiert wird[312].

Die Autoren der RWI-Studie haben in einem weiteren Aufsatz das gleiche Datenmaterial detaillierter analysiert und dabei in Szenarien konkrete Werte für die EEG-Umlage berechnet, die von der Mehrheit der Bevölkerung akzeptiert würde. Es wurden zwei hypothetische Szenarien entwickelt, mit denen das Ziel des EEG für einen Ausbau der Erneuerbaren auf 30 % erreicht wird. Als Referenz wurde der Energiemix von 2008 mit 62 % fossiler, 23 % nuklearer und 15 % Erneuerbarer Energie herangezogen. In den beiden Ausbau-Szenarien wurde eine Erhöhung um 15 auf 30 Prozentpunkte mit jeweils unterschiedlicher Verdrängung der anderen Energieträger verglichen. In Variante a wurde eine Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren zu jeweils gleich hohen Lasten von fossiler und Kernenergie unterstellt. In Variante b wird durch die Steigerung der Erneuerbaren ein gleich hoher Anteil von Kernenergie verdrängt, wobei die fossile Erzeugung unverändert bleibt. Die Zahlungsbereitschaft war in Variante b bei Verdrängung von Kernenergie mit 2,37 ct/kWh am höchsten. Für die Variante a wurde ein maximal akzeptierter Wert von 2,03 ct/kWh berechnet. Die Autoren weisen darauf hin, dass die 2008 erhobene EEG-Umlage von 1,1 ct/kWh für den zum damaligen Zeitpunkt erreichten Anteil Erneuerbarer Energie (15 %) die Zahlungsbereitschaft überstieg und dass die Umla-

[312] Grösche, P., Schröder, C. (2010a): Erneuerbare Energien – Kosteneffizienz muss über weiteren Ausbau entscheiden, RWI Positionen # 36 vom 21. Juni 2010.

ge in 2010 mit 2,047 ct/kWh schon sehr nahe an der maximal tolerablen Größe von 2,37 ct/kWh liegt[313].

Mit dem Wert von 3,53 ct/kWh ist die Umlage in 2011 im Vergleich zum Vorjahr erneut stark angestiegen. Auch wenn die Diskussion über die Umlage mit der Erhöhung erneut an Brisans gewonnen hat, gibt es auch Stimmen, die die kritische Höhe noch nicht erreicht sehen. Im ZEW Energiemarktbarometer, einer halbjährlichen Befragung von rund 200 Experten aus Wissenschaft und Praxis (Energieversorgungs-, -handels- und dienstleistungsunternehmen), wurde in der letzten Befragung (November 2010) unter anderem auf die Akzeptanz der EEG-Umlage eingegangen. Dort gaben 30 % der Befragten an, die kritische Höhe der Umlage läge bei 4 bis 6 ct/kWh, weitere 24 % sehen die Schwelle erst bei 6 bis 8 ct/kWh. Lediglich 15 % der Teilnehmer sind der Meinung, dass die kritische Höhe von 3,5 ct/kWh im Jahr 2011 erreicht ist, weitere 4 % gaben an, die kritische Höhe sei schon in 2010 mit 2 ct/kWh erreicht gewesen.[314] Auch wenn es sich bei diesen Einschätzungen weder um eine repräsentative Befragung noch um Angaben über die eigene Zahlungsbereitschaft handelt, so kann das Ausmaß der öffentlichen Diskussion über die EEG-Umlage als Indiz dafür gewertet werden, dass sich die aktuelle Höhe der Umlage noch im allgemein akzeptierten Bereich bewegt. Eine aktuelle repräsentative Befragung über die Zahlungsbereitschaft nach der Katastrophe von Fukushima und der in Deutschland neu entbranden Diskussion über die Energiewende, wäre sehr aufschlussreich. Belastbare Studien liegen zurzeit jedoch noch nicht vor.

Aktuell rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit einer Umlage zwischen 3,4 und 4,4 ct/kWh für das Jahr 2012.[315] Für die darauffolgenden Jahr wird wird mit einer leicht steigenden oder stagnierenden EEG-Umlage gerechnet, deren Maximum etwa für das Jahr 2015 erwartet wird. [316]

Die Zahlungsbereitschaft steigt nach den hier betrachteten Studien mit dem Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Die Abfrage der Zahlungsbereitschaft für einen bestimmten Energiemix ist für die Beurteilung der Akzeptanz der EEG-Umlage insofern nicht zwangsläufig ausreichend, da der Ausbau der Erneuerbaren Energien ein dynamischer Prozess ist, mit einem Kostenmaximum vor Erreichen des angestrebten Ziels. So ist die Zahlungsbereitschaft für den zu erwartenden Energiemix im Jahr 2020 höher als die zu erwartenden Kosten der EEG-Umlage. Auf dem Weg dahin kann es aber zu einem Anstieg der Umlage in eine Grö-

313 Grösche, P., Schröder, C. (2010b): Eliciting Public Support for Greening the Electricity Mix Using Random Parameter Techniques, Economics Working Paper No 2010-02, Christian-Albrechts-Universität zu Kiel.

314 Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW): Schwerpunkt Energiemarkt, Sonderteil ZEWnews, Januar/Februar 2011, Mannheim.

315 ÜNB (2010): EEG-Mittelfristprognose vom 15.11.2010.

316 Wenzel, B., Nitsch, J. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Juni 2010, S.41-44.

ßenordnung kommen, die die Zahlungsbereitschaft in dem entsprechenden Jahr übersteigt. Eine intertemporale Betrachtung scheint hier angebracht.

Eine abschließende Aussage zur maximalen Zahlungsbereitschaft der Letztverbraucher (hier Haushalte) scheint somit derzeit nicht möglich.

6.4 Abschätzung der Auswirkung von Modifikationen der BesAR zur Auflösung der Problemfelder (IZES)

6.4.1 Beschreibung der Berechnungsmethodik und Datengrundlage

Für die nachfolgenden Abschätzungen dient die Prognose der ÜNB für 2011 vom 15.10.2010 als Grundlage. Da aufgrund dieser Prognose die EEG-Umlage für 1 Jahr festgelegt ist und der Prognosefehler im nachfolgenden Jahr bzw. aufgrund der zeitlich erst später vorliegenden Wirtschaftsprüfung im übernächsten Jahr verrechnet wird, haben neue Erkenntnisse (Ergebnisse des Bescheidverfahrens durch BAFA) keine Auswirkungen mehr. Eine zwischenzeitliche Anpassung innerhalb der Untersuchungen ist daher nicht zielführend.

Aufgrund der Komplexität der Zusammenhänge zwischen privilegierter Menge und EEG-Umlage ist eine Verrechnung verschiedener Betrachtungsfälle nicht immer möglich und bedarf oftmals einer Neukalkulation.

Für die Quantifizierung der Auswirkungen einer Modifizierung der BesAR werden die jeweiligen Ergebnisse als Veränderung gegenüber der derzeitigen internen Umlage (2.177 Mio. € in 2011 auf Basis der Annahmen der ÜNB) dargestellt. Hierbei ist zwischen der einzelwirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Sichtweise zu unterscheiden. Die zuvor genannten rund 2,2 Mrd. € ergeben sich aus volkswirtschaftlicher Sicht für die privilegierten Unternehmen gegenüber einem EEG ohne BesAR, also einer „Welt“, in der alle Unternehmen – unabhängig ihres Stromverbrauchs und ihrer Stromkosten – voll zum EEG beitragen würden. In diesem Fall würde die EEG-Umlage nicht 3,53 ct/kWh sondern lediglich 2,963 ct/kWh betragen. Diese ergeben sich aus den rund 13,6 Mrd. € EEG-Wälzung (Abschätzung ÜNB 15.10.2010) bezogen auf 457 TWh (482 TWh Gesamtstrombezug auf Endkundenseite aus dem öffentlichen Netz abzüglich der rund 25 TWh für die Grünstromprivilegierung nach § 37 EEG).

Lediglich die Differenz aus den 2,963 ct/kWh und dem verminderten Beitrag von 0,05 ct/kWh dürfen sich die privilegierten Unternehmen in der volkswirtschaftlichen Perspektive anrechnen. Denn die Differenz zwischen 3,53 ct/kWh und den 2,96 ct/kWh ergibt sich lediglich aus der Umverteilung zwischen privilegierten und nichtprivilegierten Endverbrauchern. Eine Differenzbildung zwischen 0,05 und 3,53 ct/kWh käme einer Doppelzählung gleich.

Die einzelwirtschaftliche Sicht eines Unternehmens kommt dagegen zu einem anderen Ergebnis. Denn würde allein das eigene Unternehmen aus der BesAR fallen, so müsste es die Differenz aus 3,53 ct/kWh und 0,05 ct/kWh zusätzlich zum EEG beitragen, da die eigene Strommenge – mit Ausnahme einiger Großabnehmer – zumeist nur eine sehr geringe Auswirkungen bei der Umverteilung hat. Aus Sicht der Umverteilung und damit aus Sicht der beiden Strombezugsgruppen „Privilegierte“ und „Nichtprivilegierte“ ist aber die Auswirkung gegenüber der Gleichverteilung – wie oben beschrieben – die volkswirtschaftlich korrekte Vorgehensweise. Sie zeigt auf, was die nichtprivilegierten Stromendabnehmer aufgrund der BesAR mehr zu tragen haben bzw. die begünstigten Unternehmen in Summe einsparen.

Die nachfolgenden Betrachtungen beziehen teils auch eine Absenkung der unteren Bezugsschwelle mit ein. Gegenüber dem Zwischenbericht, in dem aufgrund der damaligen Datenlage die möglichen Auswirkungen noch mit einer Gleichverteilung der nichtprivilegierten Menge im Strombezugsmengenbereich 0 bis 10 GWh/a abgechätzt wurden, konnte nun auf betriebsspezifische Daten zurückgegriffen werden.

Die Abschätzung der antragsberechtigten Strommenge unterhalb der bisherigen Grenze von 10 GWh/a erfolgt auf Basis statistischer Daten aus 2009. Dem Forschungsnehmer liegen anonymisierte Strombezugsmengen aller statistisch erfassten deutschen Betriebe der Branchenklassen B (Bergbau) und C (produzierendes Gewerbe) vor. Energie- und Wasserversorgung sowie Dienstleistungen der Gruppen D und folgende sind in den Angaben nicht vertreten. Eingegrenzt auf die bisher im Rahmen der BesAR privilegierten Branchen wurden hieraus die in Tabelle 6-8 dargestellten Strombezugsmengen-Cluster gebildet.

Da die Annahmen der ÜNB zur Strombezugsmenge der nach BesAR begünstigten Unternehmen aufgrund zeitlicher Veröffentlichungsfristen von den später im Jahr veröffentlichten Berechnungen des BAFA abweichen, ist die Strommenge der Unternehmen außerhalb der BesAR entsprechend der Differenz zwischen ÜNB und BAFA zu korrigieren, um die Anteile von Branchen und insbesondere vollprivilegierten Unternehmen in angemessener Weise zu berücksichtigen. Dies führte für den Betrachtungszeitraum 2010 zu einer Absenkung um rund 10 %, dagegen in 2011 um eine Erhöhung von etwa 1,5 %.

Tabelle 6-8: Strombezugsmengen zwischen 0 und 10 GWh/a im Jahr 2009 der nach BesAR relevanten Branchen.

	GWh/a	Anzahl Betriebe
Strombezug zwischen 0 und 1 GWh/a	3.914	12.562
Strombezug zwischen 1 und 2 GWh/a	3.567	2.519
Strombezug zwischen 2 und 3 GWh/a	3.003	1.217
Strombezug zwischen 3 und 4 GWh/a	2.859	823
Strombezug zwischen 4 und 5 GWh/a	2.777	621
Strombezug zwischen 5 und 6 GWh/a	2.495	456
Strombezug zwischen 6 und 7 GWh/a	2.178	335
Strombezug zwischen 7 und 8 GWh/a	1.842	247
Strombezug zwischen 8 und 9 GWh/a	1.831	216
Strombezug zwischen 9 und 10 GWh/a	1.786	188
Strombezug größer 10 GWh/a	123.842	2.028
Summe	**150.094**	**19.184**

6.4.2 Diskussion einer Modifikation des Eigenanteils zwischen den beiden Bezugsmengengrenzen

Die Diskussion der wirtschaftlichen Auswirkungen an den beiden Grenzen der BesAR haben zur Diskussion eines gleitenden Eigenanteils geführt, der nachfolgend zu den beiden wesentlich diskutierten Konzepten näher betrachtet werden soll.

Modifizierungen wurden bereits in verschiedenen Arbeiten im Auftrag des BMWi und BMU erarbeitet und diskutiert, mit nahezu denselben Ergebnissen[317].

6.4.2.1 Strombezugsmenge als Indikator

Hierbei wird die Höhe des Strombezugs mit dem Eigenanteil („Selbstbehalt“) in direkten Zusammenhang gebracht (IE/Prognos 2007). Dabei nimmt der Eigenanteil mit zunehmendem Strombezug linear ab. Die Berechnung der mit vollem EEG-Anteil abzunehmenden Strommenge zwischen 10 und 100 GWh könnte wie folgt vorgenommen werden:

$$\text{Eigenanteil} = \frac{100\ \text{GWh} - \text{Strombezug an der Abnahmestelle zum Eigenverbrauch in GWh}}{90\ \text{GWh}}$$

[317] IE/Prognos 2007, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH / Prognos: Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. IZES 2007, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß §20 EEG, Untersuchung im Vorfeld möglicher Novellierungen. Im Auftrag des BMU.

wobei bei Überschreitung der oberen Grenze (100 GWh Strombezug pro Jahr und Stromkostenanteil an der BWS von mehr als 20 %) der Eigenanteil komplett entfällt.

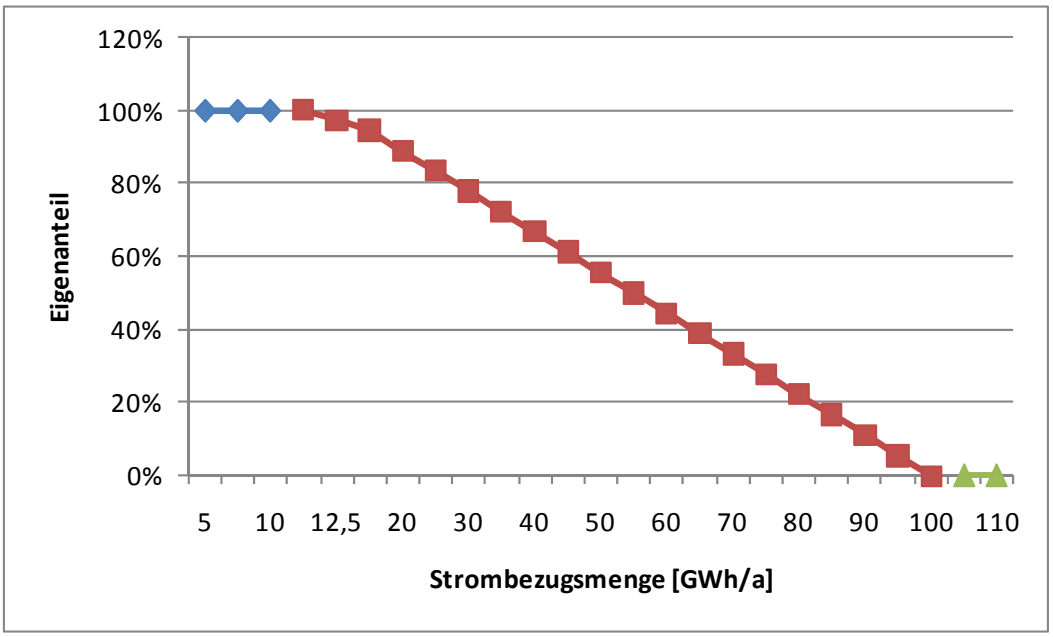


Abbildung 6-6: Auswirkungen auf den Eigenanteil, wenn die Strombezugsmenge als ausschlaggebendes Indiz herangezogen wird.

Vorteile:

- Vermeidung einer Wettbewerbsverzerrung;
- Eingrenzung des Aufwands und Erhaltung der Handhabbarkeit durch Fokussierung auf Großindustrie (mit möglicherweise tendenziell höherem Exportanteil);
- u. U. geringere Transaktionskosten wegen sinkendem Interesse an BesAR bei Unternehmen mit geringerem Bezug; → geringere Umverteilung auf nichtprivilegierte Abnehmer

Nachteile:

- Bisherige bestehende Privilegierung für Unternehmen < 90 GWh/a verschlechtert sich;
- Großunternehmen mit tendenziell bereits bestehender größerer Einkaufsmacht werden gegenüber „kleineren“ Mitbewerbern zusätzlich bessergestellt.
- Kaum Effizienzanreize, da mit abnehmender Strommenge spezifischer Preis steigt

Trifft Intention der Regelung?

- Nein, Strommenge ist kein Indikator für Wettbewerbsgefährdung

Wird dieses Vorgehen auf die für den Betrachtungszeitraum 2011 als nach BesAR privilegierte Unternehmen angewendet, so ergibt sich eine intern zu wälzende EEG-Umlage von etwa 1.850 Mio. €[318]. Die EEG-Umlage für die nichtprivilegierten Stromendabnehmer liegt dann bei rund 3,43 ct/kWh.

Privil. Strommenge prod. Gewerbe	59.326 GWh/a
Privil. Strommenge Schienenbahnen	4.190 GWh/a
Privil. EEG-Umlage	0,05 ct/kWh
Selbstbehalt (linear abnehmend mit zunehmender Strommenge)	max. 100 %
Umverteilungsvolumen Endverbraucher	1.850 Mio. €
EEG-Umlage nicht privil. Endverbraucher	3,43 ct/kWh

6.4.2.2 Stromkostenanteil als Indikator

Hier entscheidet allein der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung über die Höhe des Selbstbehalts. Im Rahmen der derzeit gegebenen Grenzen von 15 % und 20 % werden nachfolgend die Auswirkungen dargestellt. Zur Berechnung bietet sich folgende Formel an:

$$\text{Eigenanteil}^{319} = \left(20\% - \frac{Stromkosten}{Bruttowertschöpfung}\right) \times 20$$

Gegenüber dem jetzigen Verfahren ergibt sich mit dieser Formel für viele Unternehmen ein wesentlich höherer Eigenanteil, da bei 15 % ein Selbstbehalt von 100 % unterstellt wird. Erst mit Erreichen eines SKA/BWS von 20 % und mehr ist der Eigenanteil gleich Null.

Das Ergebnis stellt ebenfalls eine lineare Entwicklung wie bei der Strombezugsmenge dar.

---

318 Diese Angaben ergeben sich unter der Voraussetzung von 482,6 TWh/a Gesamtstromabnahme am öffentlichen Netz (abzüglich 24,7 TWh Umlagebefreiung aufgrund Grünstromprivileg) sowie einer privilegierten Strommenge des produzierenden Gewerbes von dann rund 60 TWh/a.

319 Gibt den Anteil der in einem Jahr bezogenen Strommenge wieder, welcher mit der nichtprivilegierten EEG-Umlage abzunehmen ist.

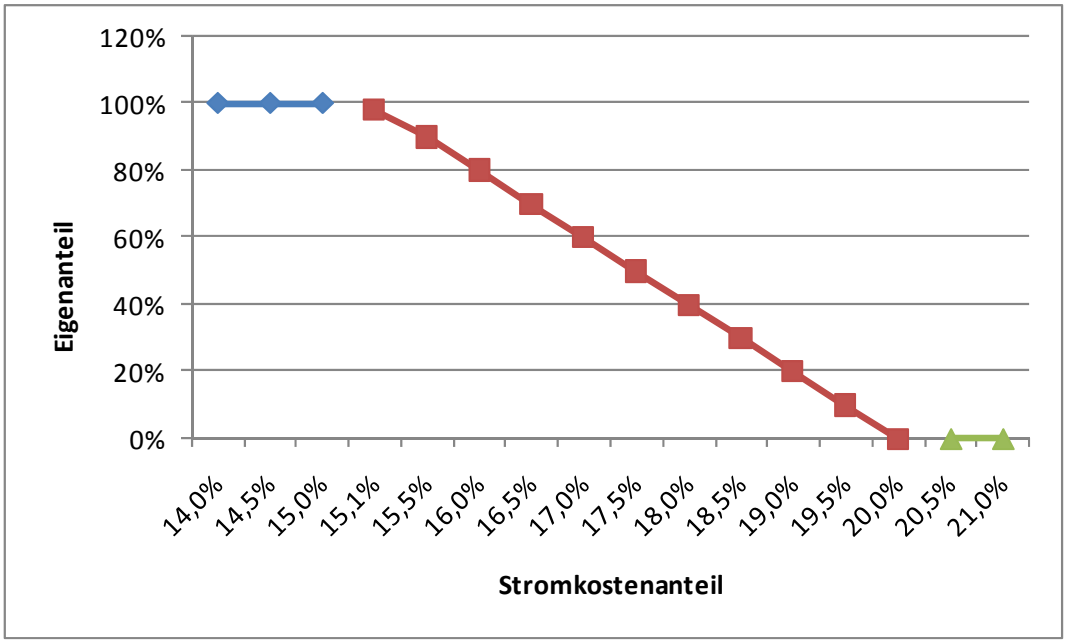


Abbildung 6-7: Auswirkungen auf den Eigenanteil, wenn die Stromkostenanteil als ausschlaggebendes Indiz herangezogen wird.

Hiernach würde jedoch ein Unternehmen mit 11 GWh und einem Stromkostenanteil von 25 % ebenso keinen Eigenanteil tragen müssen wie ein Unternehmen mit 500 GWh und einem Stromkostenanteil größer 20 %.

Vorteile:

- Vermeidung einer Wettbewerbsverzerrung auf nationaler Ebene;
- Unternehmen mit gleichen Strukturen, also gleichem SKA, werden auch gleich behandelt (große Unternehmen werden nicht alleine wegen ihrer Größe bevorzugt);
- höhere spezifische Stromkosten bei kleineren Unternehmen aufgrund ihrer geringeren Verhandlungsmacht werden gegenüber großen Mitbewerbern etwas ausgeglichen;
- Effizienzanreize bleiben gewahrt.

Nachteile:

- Einige Unternehmen müssen künftig einen höheren Eigenanteil übernehmen;
- Planbarkeit für Unternehmen schwieriger, da jährliche Verände-rungen;
- Umverteilungsvolumen sinkt nicht signifikant ab;
- für Unternehmen mit Anteilen unter 15 % und über 20 % ergeben sich keine Veränderungen.

Trifft Intention der Regelung?

- Als Indikator für Wettbewerbsgefährdung im internationalen Vergleich besser geeignet als Strombezugsmenge

Bei Umsetzung dieses Verfahrens werden zwischen den beiden Verbrauchergruppen etwa 2,1 Mrd. € gewälzt, was in einer EEG-Umlage für nicht privilegierte Stromabnehmer von 3,51 ct/kWh mündet.

Privil. Strommenge prod. Gewerbe	68.192 GWh/a
Privil. Strommenge Schienenbahnen	4.190 GWh/a
Privil. EEG-Umlage	0,05 ct/kWh
Selbstbehalt (bei SKA/BWS von ≤ 20 %)	linear, max. 100 %
Umverteilungsvolumen Endverbraucher	2.108 Mio. €
EEG-Umlage nicht privil. Endverbraucher	3,509 ct/kWh

6.4.2.3 Eingrenzung der Privilegierung in Abhängigkeit einer möglichen Wettbewerbsgefährdung

Die Besondere Ausgleichsregelung adressiert in §41 EEG ausdrücklich das „produzierende Gewerbe“ sowie die Schienenbahnen. Aufgrund einer nicht näher festgelegten Definition von „produzierendem Gewerbe“ in den Begriffsbestimmungen öffnet sich die BesAR auch anderen Branchenklassen. Es erscheint sinnvoll ***Unternehmen, die nicht zum produzierenden Gewerbe zählen***[320] und zudem nicht mit internationalem Wettbewerb konfrontiert sind, von der BesAR wieder auszunehmen. Dies wären zum Beispiel Contracting-Unternehmen sowie öffentliche Versorger (Branchenklassen D bis F: Energie- und Wasserversorgung sowie Baugewerbe; gemäß StaBu), die teilweise aufgrund von Umfirmierungen einen hohen Stromkostenanteil an der BWS nachweisen können.

Ausgehend von den Annahmen der ÜNB zum 15.10.2010 und der Branchenverteilung bei den Anträgen für 2011 würde das Herauslösen der Branchenklassen D bis F zu einer Absenkung der EEG-Umlage von derzeit 3,53 ct/kWh auf 3,51 ct/kWh führen, entsprechend einer Reduktion der Überwälzung von rund 2.177 Mio. € auf 2.121 Mio. €.

Wird zudem der ***Bergbau*** (hier Unternehmen der Branchenklasse „B“) ausgenommen, so sinkt die Überwälzung auf 2.018 Mio. € und damit die Umlage auf rund 3,48 ct/kWh ab.

Ebenfalls erscheint die Einbeziehung der ***Schienenbahnen*** mit dem Argument der Erhaltung der intermodalen Wettbewerbsfähigkeit weiterhin prüfenswert[321]. Würden diese mit ihren rund 4,2 TWh/a zusätzlich von der BesAR ausgenommen und damit der Bezugskreis rein auf das „produzierende Gewerbe“ (Branchenklasse „C“ nach StaBu) fokussiert, läge die

[320] Zu begründen durch die im Gesetz festgelegte Begrenzung auf „produzierendes Gewerbe“, §41 EEG

[321] vgl. Kapitel 6.3.3 sowie IZES in DIW 2007 sowie DIW 2011

EEG-Umlage bei nur noch 3,45 ct/kWh. Die Gesamtumwälzung zwischen privilegierten und nichtprivilegierten Endverbrauchern liegt dann noch bei 1,9 Mrd. €.

Unabhängig von dieser Einschränkung ist zu prüfen, welche Branchen, Unternehmen oder Prozesse derart dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind, dass die EEG-Umlage tatsächlich zu einer Gefährdung ihrer Wettbewerbsfähigkeit führt.

Zuvor wurde bereits in Kapitel 6.3.1.2 die Handelsintensität als derzeit möglicher Indikator identifiziert und Auswirkungen von Einschränkungen auf bestimmte Branchen (hier zunächst in Anlehnung an die Carbon-Leakage-Liste) abgeschätzt.

Auf nationaler Ebene bietet sich – zumindest was die Anlehnung an bestehende Gesetze und Regelungen betrifft – der Bezug zum StromStG an, da auch dort in § 9a die stromintensive Industrie entlastet wird. Im Gegensatz zu der Regelung innerhalb der BesAR begünstigt das StromStG lediglich den Stromverbrauch stromintensiver Prozesse und nicht den gesamten Bezug an einer Stromabnahmestelle. Somit werden nur diejenigen Strommengen begünstigt, die als wettbewerbsrelevant einzustufen sind. Ein direkter Hinweis, dass der Paragraph einer möglichen Wettbewerbsgefährdung im internationalen Handel vorbeugen oder diese beheben soll, ist im StromStG im Gegensatz zur BesAR nicht enthalten. Jedoch kann mit der Begünstigung an sich unterstellt werden, dass gewissen Prozesse und damit Branchen im Wettbewerb gegenüber internationalen Mitbewerbern besser gestellt werden sollen.

Nach Aussage des Bundesministeriums für Finanzen (BMF) beträgt laut dem 22. Subventionsbericht der Bundesregierung die Steuerbegünstigung gemäß § 9a rund 300 Mio. €. Bei einem Steuersatz von 12,30 €/MWh entspricht dies in etwa 24,4 TWh/a, gegenüber den durch die BesAR begünstigten 74,7 TWh/a (incl. Schienenbahnen). Damit würde die Überwälzung von rund 2,2 Mrd. € zwischen den Endabnehmern auf rund 830 Mio. € und die EEG-Umlage von 3,53 ct/kWh auf 3,16 ct/kWh absinken.

6.4.2.4 Diskussion einer Anhebung der EEG-Beteiligung privilegierter Abnahmestellen

Die jährliche Erhöhung der EEG-Umlage wird an die begünstigten Unternehmen bisher nicht weitergetragen. Bei ihnen ist die Beteiligung nominal auf 0,05 ct/kWh festgesetzt, real also eine sinkende Beteiligung mit zunehmender Inflation.

Die nachfolgende Abbildung 6-8 zeigt die Entwicklung der EEG-Umlage, wobei zudem der Anteil, der aufgrund der BesAR zusätzlich gewälzt wird, dargestellt ist. Die Angaben beruhen auf den im Folgejahr durch einen Wirtschaftsprüfer attestierten Zahlen. Allein die Jahre 2010 und 2011 sind entsprechend den Prognosen der ÜNB vom Oktober 2009/2010 angegeben.

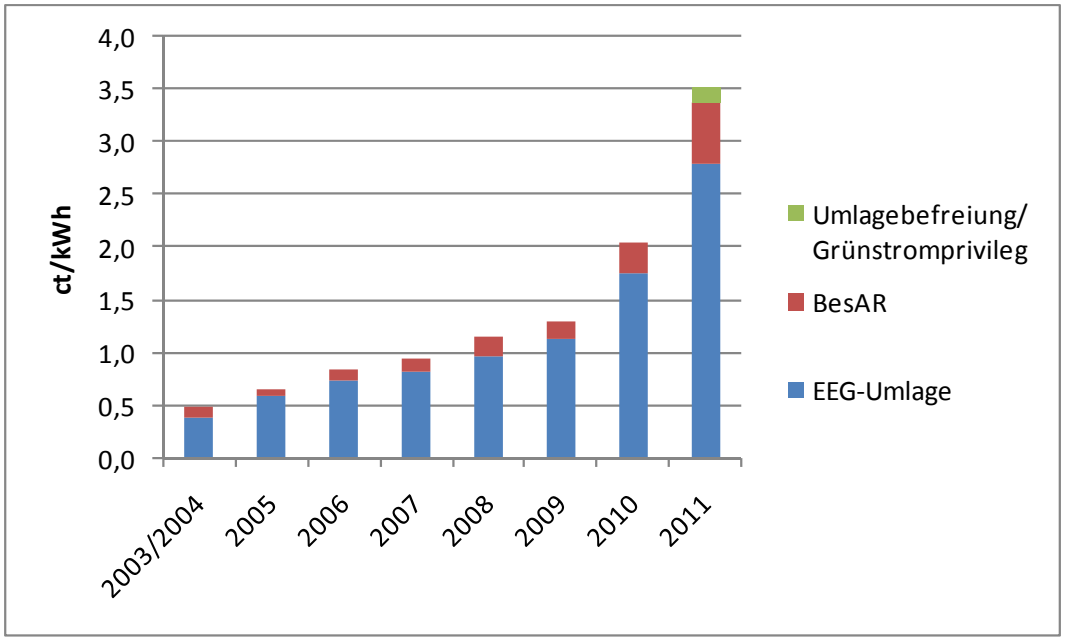


Abbildung 6-8: Entwicklung der EEG-Umlage gemäß den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber.

Es erscheint daher durchaus legitim auch die Beteiligung der privilegierten Unternehmen der zeitlichen Entwicklung anzupassen. Dies wäre entsprechend der Entwicklung der EEG-Umlage (hier blau dargestellt) eine Erhöhung auf mindestens 0,35 ct/kWh für 2011. Bezogen auf die Annahmen der ÜNB aus Oktober 2010 sinkt die EEG-Umlage dadurch von 3,53 ct/kWh auf 3,47 ct/kWh ab.

6.4.3 Absenkung der Strombezugsmengen-Schwelle

Insofern eine weitergehende Öffnung der unteren Grenze diskutiert wird, muss zunächst geklärt werden, ob lediglich eine oder gar beide Schwellenwerte (Stromkostenanteil und/oder Strombezugsmenge) abzupassen sind.

Die Kennzahl „Stromkostenanteil an der BWS“ ist ein Richtwert, der sich aus Überlegungen zu einer möglichen Wettbewerbsgefährdung der Unternehmen ergeben hat. Er wurde auf Grundlage von Auswertungen von Statistiken zu Stromkostenanteilen stromintensiver Branchen mit Exportorientierung im Zuge der Gesetzesentwicklung abgeschätzt. Inwiefern tatsächlich die einzelnen Unternehmen mit hohen Stromkostenanteilen im internationalen Wettbewerb gefährdet sind, kann auf dieser Grundlage nicht bestimmt werden. Hierzu bedarf es einer eingehenderen Untersuchung der Handelsmärkte und Mitbewerber im In- und Ausland sowie deren Stromkosten und möglichen Anteil an EE-Strom im Industriestrompreis. Eine Studie im Auftrag des Hans-Böckler-Stiftung[322] zeigt, dass der Anteil des EEG sowie anderer Umlagen und Steuern bei den stromintensiven

[322] vgl. IZES 2009

(und damit auch teilweise durch die BesAR begünstigten) Branchen (betrachtet wurden, Elektrostahl, Aluminium und Papier) sehr gering ausfällt. Vielmehr ist es der Strompreis an der Börse und damit der Wettbewerb auf dem Strommarkt, der als Grundlage für die Stromlieferverträge im Vergleich mit anderen Ländern in der EU und pan-europäischen Ländern zu hohen Kosten führt.

Die Grenze der Mindeststromabnahme ist in diesem Zusammenhang tendenziell auf Verteilungsaspekte zwischen den von der Besonderen Ausgleichsregelung privilegierten und nichtprivilegierten Stromendabnehmern zurückzuführen. Wissenschaftlich ist sie nicht herleitbar sondern existiert vielmehr als Kompromiss zwischen Wirtschaftsverbänden, dem Gesetzgeber und den betroffenen Behörden zur Eingrenzung des Aufwands und der Erhaltung der Handhabbarkeit sowie der Verteilungseffekte.

Von den beiden Indikatoren ist die Kennzahl „Stromkostenanteil an der BWS“ für die Bewertung einer möglichen Wettbewerbsgefährdung deutscher Unternehmen eher geeignet, als die reine Strombezugsmenge. Eine weitere Senkung wäre daher wohl nur in sehr engem Rahmen möglich, ohne die eigentliche Intention der Besonderen Ausgleichsregelung, stromintensive Unternehmen in ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit aufgrund der EEG-Umlage nicht zu gefährden, zu sehr zu strapazieren. Eine Absenkung der Bezugsmengenschwelle wäre dagegen einfacher begründbar und erhält gleichzeitig weiterhin den Anspruch, lediglich stromintensive Industrie von Wettbewerbsnachteilen zu entlasten.

In Bezug auf die vorliegenden unternehmensspezifischen Daten (vgl. Tabelle 6-8) und der Anteilsverteilung von rund 50 % zwischen privilegierten und nichtprivilegierten Strommengen bei Bezügen größer 10 GWh/a, ergeben sich nachfolgende Auswirkungen auf die privilegierten Strommengen und EEG-Umlagen.

Tabelle 6-9: Abschätzung der Auswirkung einer Absenkung der unteren Bezugsschwelle bei 10 % Selbstbehalt (bis 100 GWh/a und 20 % SK/BWS) und auf Basis der Annahmen der ÜNB 2010 (Schienenbahnen mit privilegierter Strommenge in aktueller Höhe enthalten).

		5 GWh/a	6 GWh/a	7 GWh/a	8 GWh/a	9 GWh/a	10 GWh/a
privil. Strommenge	GWh	83.848,9	81.603,4	79.643,4	77.985,5	76.337,5	74.730,0
Umverteilung	Mio. €	2.442,2	2.376,8	2.319,7	2.271,4	2.223,4	2.176,6
EEG-Umlage	ct/kWh	3,616	3,594	3,576	3,561	3,545	3,531

Beispielhaft wird die Strombezugsmengengrenze von 10 GWh/a auf 5 GWh/a abgesenkt. Werden ebenfalls 10 % Eigenanteil unterstellt, ergibt sich auf Basis der Annahmen der ÜNB von Oktober 2010 und den statistischen Daten zur Strombezugsmenge der Branchen im Jahr 2009 ein zu wälzendes Volumen zwischen den Letztverbrauchern von rund 2,5 Mrd. €, entsprechend eine EEG-Umlage von rund 3,62 ct/kWh.

Vorteile:

- Marktverzerrende Bezugsmengengrenzen werden herabgesetzt.

Nachteile:

- Harte Bezugsmengengrenze setzt weiterhin Anreize diese zu überschreiten
- zunehmende Belastung der nicht privilegierten Letztverbraucher
- Gesamthöhe derzeit nur sehr grob abschätzbar
- zunehmender Verwaltungsaufwand für das BAFA.

Eine ebenfalls diskutierte Option ist die Einführung eines sinkenden Eigenanteils zwischen der abgesenkten Grenze und den bisherigen 10 GWh/a. Das so genannte „Fade-In" wird nachfolgend linear gerechnet, d.h. dass bei einer Bezugsmenge von 5 GWh und einem SKA/BWS von über 15 % der Selbstbehalt noch 100 % ist und dieser mit zunehmendem Bezug auf 10 % bei Erreichen der 10 GWh/a absinkt. Es bewirkt bei einer Grenze von 5 GWh/a ein zu wälzendes Volumen von rund 2,2 Mrd. €, respektive 3,53 ct/kWh. Die Antragszahlen würden dabei schätzungsweise um rund 720 Anträge steigen.

Tabelle 6-10: Abschätzung der Auswirkung einer Absenkung der unteren Bezugsschwelle bei Fade-In und auf Basis der Annahmen der ÜNB 2010.

		5 GWh/a	**6 GWh/a**	**7 GWh/a**	**8 GWh/a**	**9 GWh/a**	**10 GWh/a**
privil. Strommenge	GWh	74.993,0	74.973,6	74.928,4	74.873,8	74.806,2	74.730,0
Umverteilung	Mio. €	2.184,2	2.183,7	2.182,4	2.180,8	2.178,8	2.176,6
EEG-Umlage	ct/kWh	3,533	3,533	3,532	3,532	3,531	3,531

Aufgrund möglicherweise höherer Strompreise bei den Unternehmen unter 10 GWh/a könnte diese Größenordnung aber durchaus auch zu niedrig gegriffen sein. Andererseits kann die privilegierte Strommenge auch kleiner ausfallen, da Strombezug aus Eigenerzeugung nicht berücksichtigt werden konnte. An der unteren Grenze sind darüber hinaus durch das Fade-In die möglichen Ersparnisse für die Unternehmen relativ gering, so dass die Transaktionskosten für die Beantragung der BesAR höher sein könnten als die Ersparnis. Wenn aus diesem Grund eine Antragstellung nicht erfolgt, verringern sich die Daten ebenfalls geringfügig.

Grundsätzlich verbleibt bei beiden Verfahren eine Grenze, deren Übergang einmal hart und einmal weich ist, aber dennoch den Mehrverbrauch belohnt und damit tendenziell größere Unternehmen innerhalb der eigenen Branche begünstigt. Eine generelle Auflösung der Grenzen ist daher vorzuziehen. Dies ist jedoch nur umsetzbar, wenn eine Einschränkung auf einige wenige Branchen oder gar Prozesse erfolgt, um:

- die Umlage zwischen den Letztverbrauchern nicht ausufern zu lassen und
- die Operationalität des Antragsverfahrens zu gewährleisten.

Da es dem Gesetzgeber obliegt, die Begünstigung nach eigenem Ermessen und im Rahmen der Gesetze festzusetzen, kann er die Unternehmen/Branchen/Prozesse entsprechend den gewünschten Zielsetzungen wählen.

6.5 Inhaltliche Ausgestaltung der Vereinbarkeitsgrenze (Belastungs- bzw. Zumutbarkeitsgrenze) (FUER)

Nach § 40 Abs. 1 Satz 2 a.E. EEG erfolgt die Begrenzung, soweit sie „mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist“. Hierdurch soll dem Verursachungsprinzip Rechnung getragen werden und die sonstigen Stromverbraucher vor einer unangemessenen Erhöhung der EEG-Kosten geschützt werden[323]. Diese Voraussetzung hat das BAFA bei der Prüfung der Anträge zu prüfen[324]. Dabei ist neben der rechtsdogmatischen Einordnung dieses Erfordernisses (vgl. unten 6.6.2.4) auch dessen Inhalt umstritten.

6.5.1 Inhaltliche Anforderungen

Eine konkrete Grenze der zumutbaren Belastung der Gesamtheit der Stromverbraucher ergibt sich weder aus dem Gesetz noch aus den Gesetzesmaterialien[325]. Es treten aber mehrere Ansichten auf, die durch die Interpretation der historischen Entwicklung des Gesetzes und die Begründung des EEG zur Bestimmung einer gewissen Vereinbarkeitsgrenze gelangen.

Den gemeinsamen Ansatzpunkt der Literatur zur Bestimmung einer Belastungsobergrenze bildet § 16 Abs. 5 des EEG 2004[326]. Während noch die Vorgängerregelung in § 11a EEG 2000 keine praktische Auswirkung hatte, da das BAFA jeweils nur die individuelle Auswirkung durch das antragstellende Unternehmen auf die Gesamtheit der Nichtprivilegierten bewertete und eine Verletzung mit den Interessen daher stets verneint hatte[327], sah das EEG 2004 eine Belastungsobergrenze von 10 Prozent vor. Die Kosten für nichtprivilegierte Stromverbraucher durfte nach dieser Vorschrift infolge der Besonderen Ausgleichsregelung maximal um 10 Prozent

---

323 BT-Drs. 15/1121, S. 5 zu § 11a EEG 2004.

324 BT-Drs. 15/1121, S. 5 zu § 11a EEG 2004; T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 77; P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 40 Rn. 37; A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 40 Rn. 21; a.A. H. Posser/ S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 30 ff.

325 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 78.

326 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 75 f; P. Salje (Hrsg.), EEG, 5. Aufl. 2009, § 40 Rn. 46 f.; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 30; A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 40 Rn. 21 ff.

327 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 5, § 40 Rn. 30 mit Verweis auf den EEG-Erfahrungsbericht 2007 (BT-Drs. 16/7119, S. 98).

steigen[328]. Eine (drohende) Überschreitung dieser Grenze führte zu einer gleichmäßigen Absenkung der begünstigten Strommengen und daher zu einer entsprechend stärkeren Belastung der privilegierten Unternehmen (§ 16 Abs. 5 Satz 1 EEG 2004)[329]. Diese Begrenzungsregelung wurde durch die Änderung des EEG im Jahre 2006[330] gestrichen und die 10 Prozent-Deckelung insofern aufgehoben. Nach dem Willen des Gesetzgebers sollten die begünstigten Unternehmen und Schienenbahnen dadurch vollständige Planungssicherheit im Hinblick auf die EEG-Differenzkosten erhalten. Es sollte sichergestellt werden, dass die begünstigten Unternehmen maximal so viel EEG-Strom von ihren Elektrizitätsversorgungsunternehmen abnehmen müssen, dass die Differenzkosten für die anteilig weitergereichte Strommenge 0,05 Cent je Kilowattstunde betragen (§ 16 Abs. 4 Satz 1 und 2 EEG 2006)[331]. Dies sollte auch zur Praktikabilität und Wirksamkeit beitragen[332].

Aus dieser Gesetzesänderung wird gefolgert, dass nunmehr wohl erst oberhalb einer 10-Prozent-Grenze eine Unvereinbarkeit eintreten könne, da ansonsten die Streichung folgenlos bliebe[333]. Dies wird auch durch die weitere Gesetzesbegründung der Novelle von 2006 gestützt, nach der sich durch die Neufassung der Besonderen Ausgleichsregelung die Kosten der nichtprivilegierten Letztverbraucher in den darauffolgenden Jahren jeweils um etwa 15 bis 16 Prozent erhöhen sollten (gegenüber etwa zehn Prozent nach der vorigen Fassung), was der Gesetzgeber noch für vertretbar hielt[334]. Mit Inkrafttreten der AusglMechV zum 25. Juli 2009 wird zudem anstelle der Strommengenbegrenzung eine Begrenzung der EEG-Umlage, die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an die privilegierten Letztverbraucher weitergegeben wird, festgelegt. Diese beträgt nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 AusglMechV 0,05 Cent je Kilowattstunde.

Im Gegensatz zur unteren Vereinbarkeitsgrenze ist die Bestimmung der oberen Vereinbarkeitsgrenze (=Belastungsobergrenze) in der Literatur bislang nicht gelungen. Während vereinzelt und ohne nähere Begründung eine Obergrenze gesehen wird, wenn 50 Prozent der EEG-Belastung des Einzelnen auf die Besondere Ausgleichsregelung zurückzuführen ist[335], enthält sich der Großteil der Literatur der Bestimmung einer prozentualen

---

328 Vgl. J. Dreher, in: J. Reshöft/S. Steiner/ders. (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2005, § 16 Rn. 31.

329 Vgl. T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 78a.

330 Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes v. 07.11.2006, BGBl. I S. 2550.

331 BT-Drs. 16/2455, S. 1, 8.

332 Vgl. BT-Drs. 16/2455, S. 7 ff.; BT-Drs. 15/2539, S. 13; H.-C- Fricke, RdE 2010, 83, 87.

333 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 75 f.; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 30; A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 40 Rn. 23.

334 BT-Drs. 16/2455, S. 2, 8; zustimmend A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 40 Rn. 23; kritisch T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 78.

335 P. Salje, EEG, 5. AUfl. 2009, § 40 Rn. 34.

Obergrenze[336] oder lehnt diese sogar ab und fordert eine einzelfallbezogene Interessenabwägung[337]. Daneben gibt es wiederum Stimmen, die aufgrund des merrit-order-Effektes und der damit zum Teil einhergehenden Überkompensation bereits Ende 2007 eine Unvereinbarkeit mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher angenommen haben[338].

6.5.2 Zwischenergebnis

Durch die Auswertung der Gesetzesbegründungen und der einschlägigen Literatur lässt sich bislang zumindest keine eindeutige und klare Grenze der Unvereinbarkeit mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher ziehen. Jedenfalls dürfte nach fast einhelliger Ansicht unterhalb der 10 Prozent-Grenze keine Unzumutbarkeit gegeben sein. Teilweise werden dabei auch 15 bis 16 Prozent Mehrkosten als akzeptabel angesehen.

6.5.3 Analyse anderer Belastungsgrenzen

6.5.3.1 Einführung

Mangels ausdrücklich bezifferter Vereinbarkeitsgrenze in § 40 Abs. 1 Satz 2 a.E. EEG 2009 stellt sich die Frage, ob aus Belastungsgrenzen in anderen systematischen Zusammenhängen bzw. anderen Rechtsgebieten gewisse Rückschlüsse gezogen werden können. Dabei lassen sich zwar mögliche Ansätze sowohl im EEG selbst als auch außerhalb des EEG finden. Gegen eine Übertragbarkeit sprechen aber letztlich deren jeweiliger systematischer Zusammenhang sowie die lediglich einfachrechtliche und damit gesetzesspezifische Ausgestaltung.

6.5.3.2 Belastungsgrenzen im Rahmen des EEG

Im Rahmen des EEG befindet sich eine Unzumutbarkeitsgrenze aus wirtschaftlichen Gründen: Nach § 9 Abs. 1 EEG sind die Netzbetreiber „auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen“. Aus § 9 Abs. 3 EEG ergibt sich jedoch, dass „der Netzbetreiber zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes nicht verpflichtet [ist], soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist“. Diese wirtschaftliche Unzumutbarkeit stellt eine Belastungsgrenze für den Netzbetreiber dar und ist Ausprägung des

336 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 30; T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 78; A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 40 Rn. 23; P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 40 Rn. 37 im Hinblick auf Grundversorgungskunden.

337 So im Hinblick auf konkurrierende Unternehmen P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 40 Rn. 39 ff.

338 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 78.

verfassungsrechtlichen Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes[339]. Zwar handelt es sich hierbei um keine konkrete Belastungsgrenze, vielmehr stellt die wirtschaftliche Unzumutbarkeit einen unbestimmten Rechtsbegriff dar. Unter Heranziehung der Gesetzesbegründung zur Vorläuferregelung des § 4 Abs. 3 EEG 2004 ergibt sich aber im Wege einer historischen Auslegung eine gewisse Konkretisierung: „Verhältnismäßig und damit zumutbar im engeren Sinne ist der Ausbau daher insbesondere dann, wenn die Kosten des Ausbaus 25 Prozent der Kosten der Errichtung der Stromerzeugungsanlage nicht überschreiten“[340].

Diese – mittels Auslegung gewonnene – konkrete Grenze ist aber nicht auf die Besondere Ausgleichsregelung übertragbar. Dies folgt bereits daraus, dass diese Grenze durch eine Auslegung gewonnen wurde, die aber für jede Norm eigenständig zu erfolgen hat. Maßgeblich ist dabei der jeweilige Wortlaut, der systematische Zusammenhang, der Sinn und Zweck der Regelung sowie der Wille des Gesetzgebers[341]. Im Rahmen des Netzausbaus nach § 9 Abs. 3 EEG ist zudem nach dem Willen des Gesetzgebers das Verhältnis der Netzausbaukosten zu den Anlagenerrichtungskosten und dem Wert der Gesamtstrommenge zu berücksichtigen[342], wohingegen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung die Entlastung stromintensiver Unternehmen einerseits und die Belastung der Nichtprivilegierten andererseits zu berücksichtigen sind[343], mithin gänzlich unterschiedliche Anknüpfungspunkte. Letztlich dürfte es sich hier ohnehin um einen willkürlich gewählten Schwellenwert von 25 Prozent handeln[344].

6.5.3.3 Belastungsgrenzen außerhalb des EEG

Auch außerhalb des EEG finden sich an mehreren Stellen bestimmte Belastungsobergrenzen. Der Halbteilungsgrundsatz[345] etwa ist eine vom

---

339 BT-Drs. 15/2327, S. 25; BT-Drs. 15/2864, S. 34; S. Jahn, IR 2004, 200; A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 9 Rn. 12; M. Altrock/G. Wustlich, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 4 Rn. 61; P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 9 Rn. 36.

340 BT-Drs. 15/2864, S. 34; BGH, Urt. v. 01.10.2008 – VIII ZR 21/07, Rn. 13; M. Altrock/G. Wustlich, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 4 Rn. 63.

341 K. Larenz, Methodenlehre der Rechtswissenschaft, 1983, S. 195 ff.; E. A. Kramer, Juristische Methodenlehre, 3. Aufl. 2010, S. 56 ff; schulmäßig etwa OLG Sachsen-Anhalt, Urt. v. 27.03.2008 – 9 U 105/07.

342 BT-Drs. 15/2864, S. 34; BGH, Urt. v. 01.10.2008 – VIII ZR 21/07, Rn. 13; M. Altrock/G. Wustlich, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 4 Rn. 62 f.; kritisch hierzu U. Ehricke, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.) , EEG, 2010, § 9 Rn. 47 ff.

343 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 17; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.) , EEG, 2010, vor §§ 40 bis 44 Rn. 31

344 C. Seggermann, NdsVBl. 2007, 121; T. Cosack, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.) , EEG, 2010, § 5 Rn. 85; P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 9 Rn. 49; A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 9 Rn. 21; kritisch auch U. Ehricke, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.) , EEG, 2010, § 9 Rn. 47.

345 Allgemein zum Halbteilungsgrundsatz siehe A. Zühlsdorff, ThürVBl 2001, 25 ff., 53 ff.; R. Pöllath, FR 2008, 1042 ff.; J. Hey, StJB 2007/2008, 17 ff.; B. Bley/M. Heße, JA 2001, 904 ff.; H. Sendler, NJW 2000, 482 ff.; J. Lang, NJW 2000, 457 ff.; H. List, BB 1999, 981 ff.

Bundesverfassungsgericht (BVerfG) aufgestellte – in der Zwischenzeit aber wieder aufgegebene[346] – Formel für das Steuerrecht, wonach der Staat vom Bürger nicht mehr als die Hälfte seines Jahreseinkommens an Steuern verlangen kann[347]. Dieser (verfassungsrechtliche) Grundsatz stützte sich auf die Funktion des Eigentums im Sinne des Art. 14 Abs. 2 Satz 2 GG, wonach das Eigentum "zugleich" dem Wohl der Allgemeinheit dient und daraus eine Aufteilung der Vermögenswerte "zu gleichen Teilen" zwischen Privaten und Steuerstaat verfassungsrechtlich vorgegeben ist. Darüber hinaus regelt der Gesetzgeber in zahlreichen Gesetzen (z. B. bei § 62 SGB V – Zuzahlungen bei gesetzlicher Krankenversicherung, § 77 ff. SGB IX – Ausgleichsabgabe für Nichtbeschäftigung schwerbehinderter Menschen) eine Belastungsgrenze, die sich vielfach als Ausfluss des Verhältnismäßigkeitsprinzips ergibt. Ein weiteres Beispiel der Unzumutbarkeit einer Belastung findet sich im Bereich der polizeilichen Zustandsverantwortlichkeit des Grundeigentümers: Sanierungskosten in Höhe des Verkehrswertes des Grundstücks können für den Eigentümer unzumutbar sein, wenn sie den wesentlichen Teil des Vermögens des Grundeigentümers aufzehren würden[348].

All diese Belastungs- oder Zumutbarkeitsgrenzen sind auf den Bereich der Besonderen Ausgleichsregelung nicht übertragbar. Der Halbteilungsgrundsatz etwa ist speziell für die Vermögenssteuer entwickelt worden und kann bereits auf andere Steuerarten nicht übertragen werden[349]. Zudem sind häufig gänzlich unterschiedliche Grundrechtspositionen betroffen. Bei der Privilegierung bestimmter stromintensiver Unternehmen wird überwiegend auf eine Ungleichbehandlung im Sinne von Art. 3 Abs. 1 GG abgestellt, nicht jedoch auf einen Eigentumseingriff gemäß Art. 14 GG (siehe unten, Abschnitt 6.8.1)[350].

6.5.3.4 Zusammenfassung

Das Gesetz kennt Belastungsgrenzen in den verschiedensten rechtlichen Zusammenhängen. Sie stellen die gesetzesspezifische Konkretisierung des Verhältnismäßigkeitsprinzips dar. Dabei sind der von der jeweiligen Vorschrift verfolgte Zweck und die damit einhergehende Belastung miteinander abzuwägen und schonend auszugleichen. Hierbei kommt es auf den Rang des zu schützenden Rechtsguts und die Intensität seiner Gefährdung, die Art und Schwere der Beeinträchtigung, das Gewicht und die Dringlichkeit des verfolgten Zwecks, den der Allgemeinheit erwachsenden Vorteil und die Anzahl der Betroffenen an[351]. Jede Abwägung verlangt da-

346 Näheres zu den Gründen siehe Beschl. v. 18.01.2006 – 2 BvR 2194/99, in: NJW 2006, 1191.

347 BVerfGE 93, 121, 138.

348 Vgl. BVerfGE 102, 1, 21 ff.

349 BVerfG, Beschl. v. 18.01.2006 – 2 BvR 2194/99, in: NJW 2006, 1191.

350 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 32; T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 20.

351 BVerfGE 113, 167, 260; 113, 63, 80; 100, 313, 375 f.

her eine jeweils eigenständige Gewichtung orientiert am konkret verfolgten Zweck und den betroffenen Gütern. Insofern entziehen sich einfachrechtliche Belastungsobergrenzen einer Übertragung auf andere Bereiche. Zur Konkretisierung der Vereinbarkeitsgrenze in § 40 Abs. 1 Satz 2 EEG können daher keine Rückschlüsse aus anderen Belastungsgrenzen übertragen werden.

6.6 Zur Geltung des § 40 Abs. 1 Satz 1 EEG für Contracting-Unternehmen (FUER)

6.6.1 Problemdarstellung

Nach § 40 Abs. 1 Satz 1 EEG begrenzt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) auf Antrag für eine Abnahmestelle den Anteil der Strommenge, der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, die stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen sind, weitergegeben wird. Die Begrenzung erfolgt, um die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten, soweit hierdurch die Ziele des Gesetzes nicht gefährdet werden und die Begrenzung mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist (§ 40 Abs. 1 Satz 2 EEG). Als problematisch hat sich dabei die Stellung sog. Contracting-Unternehmen herausgestellt, die als Energiedienstleister für große Unternehmen fungieren. Hierbei wird der komplette Energiebereich von Großunternehmen in Contracting-Unternehmen ausgelagert, die die energieintensiven Teile eines Unternehmens pachten und das eigentliche Unternehmen dann mit Wärme und/oder Kälte oder Licht versorgen, ohne auch nur selbst Eigentümer der technischen Einrichtung zu sein. Das eigentliche Unternehmen würde sonst die nach § 41 Abs. 1 Nr. 1 EEG geforderte 15 Prozent-Relation Stromkosten zu Bruttowertschöpfung im Sinne der Besonderen Ausgleichsregelung nicht erreichen oder könnte selbst dem produzierenden Gewerbe nicht zugerechnet werden. Contracting-Unternehmen dagegen erfüllen als Antragsteller zwar (formal) die Voraussetzungen der Besonderen Ausgleichsregelung, bedürfen aber selbst – entsprechend dem Gesetzeszweck – eigentlich keiner Privilegierung, da sie nicht im internationalen Wettbewerb stehen[352]. Somit stellt sich die Frage, ob auch solche Contracting-Modelle unter die Privilegierung der Besonderen Ausgleichsregelung fallen oder bereits nach geltendem Recht ein Antrag abschlägig beschieden werden kann.

Ein Parallelproblem lässt sich im Bereich der Stromsteuer finden. Dort wurde durch das Haushaltsbegleitgesetz 2011 (HBeglG 2011)[353] ein neuer § 9b ins Stromsteuergesetz (StromStG) eingefügt. Nach § 9b Abs. 1 Satz 2 StromStG wird die Steuerentlastung für die Entnahme von Strom zur

[352] BAFA-Vermerk v. 21.02.2010, S. 1.

[353] Haushaltsbegleitgesetz 2011 (HBeglG 2011) vom 09.12.2010 (BGBl I. S. 1885).

Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft und mechanischer Energie nur gewährt, soweit die vorgenannten Erzeugnisse nachweislich durch ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes oder ein Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft genutzt worden sind. Nach der Gesetzesbegründung trägt diese Regelung dem Umstand Rechnung, dass die bisherige Begünstigung der Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft für nicht begünstigte Unternehmen aus anderen Wirtschaftszweigen einen Anreiz geschaffen hat, insbesondere die energieintensive Erzeugung von Kälte, Wärme, Licht und Druckluft auf begünstigte Unternehmen auszulagern[354].

6.6.2 Berücksichtigung des fehlenden internationalen Wettbewerbs

6.6.2.1 Die rechtsdogmatische Einordnung des Erhalts internationaler Wettbewerbsfähigkeit

Zwar fallen Contracting-Unternehmen nicht unter den in § 40 Abs. 1 Satz 2 EEG normierten Gesetzeszweck (Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit). Da es sich hierbei aber um keine Anspruchsvoraussetzung handelt[355], kann der Anspruch aufgrund dessen nicht abgelehnt werden. Der Gesetzgeber hat den Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit lediglich als einen Zweck der Regelung ausgestaltet. Dies ergibt sich bereits aus der ersatzlosen Streichung des § 11a Abs. 2 Nr. 4 EEG 2000, nach dem im Einzelfall eine erhebliche Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens aufgrund seiner Mehrkosten nachzuweisen war[356]. Der Gesetzgeber sah in § 16 EEG 2004 bewusst vom Vorliegen dieser Voraussetzung ab[357]. Somit ist es möglich, dass ein Unternehmen, das alle Tatbestandsvoraussetzungen erfüllt, nicht aber im internationalen Wettbewerb steht und seine internationale Wettbewerbsfähigkeit somit nicht beeinträchtigt sein kann, in den Genuss der Begrenzung nach den §§ 40 ff. EEG kommen kann. Da an dieser Stelle der Wille des Gesetzgebers eindeutig als (lediglicher) Zweck zu deuten ist, muss hingenommen werden, dass die Besondere Ausgleichsregelung eine größere Anzahl an Unternehmen erfassen kann, als vom Gesetzgeber beabsichtigt wurde. Normierte Gesetzeszwecke haben für sich genommen keine unmittelbare Rechtswirkung, so dass sich weder Behörden als Ermächtigungsgrundlage hierauf stützen können, noch resultieren dem Bürger Rechte und Pflichten hieraus[358]. Eine Prüfungs- und Begrenzungsbefugnis

354 BT-Drs. 17/3030, S. 45.

355 BT-Drs. 16/8148, S. 64.

356 BT-Drs. 15/810, S. 6.

357 EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 149.

358 W. Frenz, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 1 Rn. 1; V. Oschmann/T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 1 Rn. 4; J. Reshöft, in: ders. (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 1 Rn. 5.

des BAFA hinsichtlich dieses Merkmals muss verneint werden[359]. Zwar sind Gesetzeszwecke bindend, sie dienen aber allein der Klarstellung sowie Auslegung und Anwendung des Gesetzes[360]. Allenfalls im Rahmen der teleologischen Auslegung von Vorschriften kann der Zweck herangezogen werden und im Zweifel ist dann derjenigen Auslegung der Vorzug zu geben, mit der die Zwecke und Ziele am ehesten erreicht werden können[361].

Es stellt sich daher die Frage, inwieweit dieser Gesetzeszweck bei der Auslegung der einzelnen Tatbestandsvoraussetzungen herangezogen werden kann.

6.6.2.2 „Produzierendes Gewerbe“

Erster Ansatzpunkt wäre eine entsprechend zweckorientierte Auslegung des Begriffs „produzierendes Gewerbe“. Zwar definiert das EEG selbst diesen Begriff nicht, es findet sich jedoch eine Legaldefinition in § 1 ProdGewStatG[362], die hier herangezogen wird[363]. Zudem findet sich auch in § 2 Nr. 3 StromStG[364] eine vergleichbare Definition. Hiervon ausgehend fällt die Bereitstellung von Kälte und Wärme sowie die Versorgung mit Strom durch die Contracting-Unternehmen ohne weiteres unter den genannten Begriff des produzierenden Gewerbes („Energieversorgung“)[365]. Hiervon geht auch die Klassifikation der Wirtschaftszweige[366] des Statistischen Bundesamts Deutschland im Abschnitt D aus, die dazu dient, die wirtschaftlichen Tätigkeiten statistischer Einheiten in allen amtlichen Sta-

---

359 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 31; ähnlich P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 40 Rn. 30.

360 BT-Drs. 16/8148, S. 64; V. Oschmann/T. Müller, ZNER 2004, 24, 25.

361 V. Oschmann/T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 1 Rn. 4; J. Reshöft, in: ders. (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 1 Rn. 6; W. Frenz, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 1 Rn. 1.

362 Gesetz über die Statistik im Produzierenden Gewerbe v. 21.03.2002 (BGBl. I S. 1181), zuletzt geändert durch Gesetz v. 17.03.2009 (BGBl. I S. 550).

363 A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 40 Rn. 14; T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 59; P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 40 Rn. 19; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 41 Rn. 13; BAFA, Merkblatt II.A. für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, S. 4.

364 Stromsteuergesetz v. 24.03.1999 (BGBl. I S. 378), zuletzt geändert durch Gesetz v. 15.07.2009 (BGBl. I S. 1870); vgl. hierzu FG Düsseldorf, IR 2010, 163 ff.

365 § 1 ProdGewStatG: "Im Produzierenden Gewerbe, das Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, Verarbeitendes Gewerbe, Energieversorgung, Wasserversorgung, Abwasser- und Abfallentsorgung und Beseitigung von Umweltverschmutzungen sowie Baugewerbe umfasst, werden statistische Erhebungen als Bundesstatistik durchgeführt."; § 2 Nr. 3 StromStG: "Im Sinne dieses Gesetzes sind Unternehmen des Produzierenden Gewerbes: Unternehmen, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden), D (Verarbeitendes Gewerbe), E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen sind, sowie die anerkannten Werkstätten für behinderte Menschen im Sinne des § 136 des Neunten Buches Sozialgesetzbuch, wenn sie überwiegend eine wirtschaftliche Tätigkeit ausüben, die den vorgenannten Abschnitten der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen ist“.

366 AFA-Vermerk, v. 21.02.2010, S. 1; Die Klassifikation ist abrufbar unter http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Navigation/Klassifikationen/Klassifikationen.psml.

tistiken einheitlich zu erfassen. Den Behörden gewährt die Rechtsprechung im Rahmen des StromStG indes ein eigenständiges Prüfungsrecht und verneint eine Bindung an die Klassifikation der Wirtschaftszweige[367]. Vor diesem Hintergrund erscheint aber dennoch eine teleologisch enge Auslegung, die Contracting-Unternehmen nicht erfasst, zumindest problematisch. Auch gerade angesichts des Absehens von Konkretisierungen durch den Gesetzgeber bei den vergangenen Gesetzes-Novellen ist davon auszugehen, dass dieser – auch ohne ausdrückliche Definition – kein abweichendes Verständnis des Begriffs zugrunde legen wollte. Contracting-Unternehmen dürften daher vom Wortlaut her, aber auch aus historischer und rechtsvergleichender Sicht, unter den Begriff des „produzierenden Gewerbes“ im Sinne des § 40 Abs. 1 Satz 1 EEG fallen.

6.6.2.3 Keine Gefährdung der Gesetzesziele

Zunächst ist festzuhalten, dass mit dem Begriff der Gesetzesziele nur die Ziele des EEG insgesamt und damit die in § 1 EEG genannten Ziele gemeint sind[368], nicht jedoch der Schutz der internationalen Wettbewerbsfähigkeit als Sonderziel der Besonderen Ausgleichsregelung. Die Ziele des EEG einerseits und die der Besonderen Ausgleichsregelung andererseits bilden vielmehr einen gewissen Gegensatz. Die §§ 40 ff. EEG führen zu einer Aufhebung des Verursachungsprinzips für stromintensive Unternehmen, da diese nicht ihrem Stromverbrauch entsprechend an den EEG-Kosten beteiligt werden. Die Kostenbegrenzung durch die Besondere Ausgleichsregelung als Instrument der Wirtschaftsförderung soll aber letztlich nicht dazu führen, dass die Ziele des EEG (Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung[369]) gefährdet werden. Das Merkmal erfasst daher nicht den Schutz der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen. Insofern werden durch den fehlenden internationalen Wettbewerb bei einzelnen Unternehmen nicht die „Ziele des Gesetzes“ gefährdet.

Darüber hinaus wird das dem Gesetzeszweck dienende System der Abnahmepflichten und Einspeisevergütungen – mithin die Seite der Stromerzeuger/Anlagenbetreiber – durch die in den §§ 40 ff. EEG angelegte Begünstigung einzelner Unternehmen – also die Seite der Stromverbraucher – nicht berührt[370]. Durch die Umverteilung der Strommengen aufgrund der Besonderen Ausgleichsregelung werden nicht die EE-Anlagenbetreiber, sondern die nichtprivilegierten Stromverbraucher belastet. Nach überwie-

---

367 BFH, Urt. v. 28.10.2008 – VII R 38/07, Rn. 11 ff., zit. nach juris.

368 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 73; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 28; A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 40 Rn. 20; P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 43 Rn. 20; vgl. auch BT-Drs. 15/810, S. 7.

369 BT-Drs. 15/810, S. 7.

370 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 73; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 28; A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 40 Rn. 20; P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 43 Rn. 20; Brodowski, Belastungsausgleich, 2006, S. 166.

gender Auffassung hat die Besondere Ausgleichsregelung (und damit auch ihre missbräuchliche Nutzung) keine Auswirkungen auf die Gesetzesziele und ist damit ohne praktische Bedeutung[371]. Eine Berücksichtigung des fehlenden internationalen Wettbewerbs ist daher bei diesem Merkmal grundsätzlich nicht möglich.

Dies wäre nur dann anders zu beurteilen, wenn man die Verursachungsgerechtigkeit als (Mit-)Ziel des EEG sieht[372]. In diesem Fall wäre dieses Gesetzesziel durch eine missbräuchliche Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung bei fehlendem internationalem Wettbewerb gefährdet. Die Letztverbraucher hätten verursachungsungerecht Kosten zu tragen, die nicht vom Zweck der Besonderen Ausgleichsregelung gedeckt sind. Gegen diese Ansicht spricht jedoch, dass zumindest innerhalb der Besonderen Ausgleichsregelung das Verursachungsprinzip nicht dem Merkmal der Zielgefährdung, sondern der Vereinbarkeitsgrenze zuzuordnen ist (siehe sogleich).

6.6.2.4 Vereinbarkeitsgrenze

In Betracht kommt letztlich die generalklauselartige Vereinbarkeitsgrenze in § 40 Abs. 1 Satz 2 a.E. EEG („soweit die Begrenzung mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist"). Sie dient insbesondere der Wahrung des Verhältnismäßigkeitsprinzips und des Verursachungsprinzips[373]. Allerdings ist deren rechtsdogmatische Einordnung bislang umstritten. Einerseits könnte es sich hierbei ebenfalls um einen bloßen Gesetzeszweck handeln, andererseits könnte dieses Merkmal eine Anspruchsvoraussetzung oder eine Bedingung darstellen.

6.6.2.4.1 Gesetzeszweck

Aufgrund der systematischen Stellung der vom Gesetzgeber beabsichtigten Planungssicherheit für die Unternehmen und den detaillierten Anspruchsvoraussetzungen und Nachweisen in den §§ 41 und 42 EEG könnte in § 40 Abs. 1 Satz 2 a.E. EEG – ebenso wie im bezweckten Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit – ein (bloßer) Gesetzeszweck gesehen werden[374]. Eine Prüfungs- und Begrenzungskompetenz des BAFA müsste folglich verneint werden[375]. Danach dürften Contracting-

---

371 A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 40 Rn. 20; Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 28.

372 So etwa BT-Drs. 16/8148, S. 36, 63 (Einzelbegründung zu § 37 Abs. 6); BR-Drs. 242/03, S. 7; T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 74; offenbar auch P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 40 Rn. 34 a.E.

373 BT-Drs. 15/810, S. 7 („Aufgabe, das Verursacherprinzip zu wahren" und „keine unangemessene Erhöhung der Differenzkosten"); vgl. auch BR-Drs. 242/03, S. 7; zumindest auch auf die Verhältnismäßigkeit abstellend T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 69, 75 ff.; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 30 a.E.

374 In diese Richtung wohl H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 26, 29, 31 f.

375 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 31 f.

Unternehmen nicht aus dem Anwendungsbereich der Besonderen Ausgleichsregelung herausfallen, sondern in den Genuss der Privilegierung kommen.

6.6.2.4.2 Anspruchsvoraussetzung

Die Anforderung "mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar" könnte auch als Anspruchsvoraussetzung eingestuft werden[376]. Ein Anspruch wäre dann ausgeschlossen, soweit die Begünstigung der betroffenen Unternehmen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung nicht mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist.

Bei der Auslegung dieses (negativen) Tatbestandmerkmals könnte dann der Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit als normierter Gesetzeszweck im Rahmen der Auslegung herangezogen werden. Die Vereinbarkeit mit den Interessen der Stromverbraucher wäre jedenfalls dann zu verneinen, wenn die konkrete Begünstigung und die damit einhergehende zusätzliche Kostenlast für alle sonstigen Stromverbraucher nicht dem Zweck der Regelung (Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit) dienen. Dies wäre dann der Fall, wenn das begünstigte Unternehmen – wie bei Contracting-Unternehmen – selbst gar nicht in einem solchen Wettbewerb stünde. Es steht im Widerspruch zu den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher, dass sie eine zusätzliche Kostenlast tragen, die weder dem Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Unternehmer dient noch dem Verursachungsprinzip entspricht[377]. Folglich hätten die Contracting-Unternehmen – mangels Erfüllung des Tatbestandes – keinen Anspruch auf eine Begrenzung nach § 40 Abs. 1 EEG.

6.6.2.4.3 Bedingung

Letztlich könnte in der Vereinbarkeitsgrenze eine Bedingung als Konkretisierung des Verhältnismäßigkeitsprinzips liegen[378]. Dies hätte zur Folge, dass bei einer Unvereinbarkeit (=Bedingungseintritt) der Anspruch zu verneinen wäre. Auch hierbei könnte auf den Gesetzeszweck abgestellt werden, mit der Folge, dass die Contracting-Unternehmer – mangels betroffener Wettbewerbsfähigkeit – die Begrenzung nicht beanspruchen können. Dies ist weitgehend identisch mit der Einordnung als Anspruchsvoraussetzung (oben 6.6.2.4.2).

---

376 So A. Schäfermeier, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 40 Rn. 21; in diese Richtung wohl auch P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 40 Rn. 28 ff., der hierin zwar „Erwägungsgründe" sieht, diese aber als zu prüfende „geschrieben-ungeschriebene Tatbestandsmerkmale" einordnet.

377 Vgl. BT-Drs. 15/810, S. 7 („Dabei kommt […] der Aufgabe, das Verursacherprinzip zu wahren, ein besonderes Gewicht zu").

378 So T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 71 und 75.

6.6.2.4.4 Zwischenergebnis

Von den drei oben vertretbaren Ansichten erscheinen die unter 6.6.2.4.2 und 6.6.2.4.3 dargestellte Auslegung am überzeugendsten.

Gegen die Einordnung als bloßer Gesetzeszweck spricht die Entstehungsgeschichte der Norm. Bereits in der ersten Fassung der Besonderen Ausgleichsregelung, dem im Jahr 2003 neu eingefügten § 11a EEG[379], war die nunmehr in § 40 Abs. 1 Satz 2 a.E. EEG verortete Vereinbarkeitsgrenze enthalten. In der Beschlussempfehlung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit heißt es dazu, dass der „Anspruch auf Begrenzung nur besteht, soweit die Ziele des EEG insgesamt und die Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher gewahrt sind"[380]. Diesem Teil der Besonderen Ausgleichsregelung sollte daher nach dem Willen des Gesetzgebers eine tatsächliche Steuerungswirkung zukommen[381], was gegen die Einordnung als bloße Zweckbestimmung spricht.

An dieser Rechtslage hat sich bislang auch nichts verändert. Der Gesetzgeber hat bei der (erneuten) Einführung eines Gesetzeszwecks – Erhaltung der internationalen und intermodalen Wettbewerbsfähigkeit – im Zuge der EEG-Novelle 2009 in der Gesetzesbegründung[382] ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es sich bei diesem Einschub um keine neue Anspruchsvoraussetzung handelt, sondern der Klarstellung und als Auslegungshilfe bei der Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung dienen solle. Für eine veränderte Wirkung des bereits vorher enthaltenen letzten Halbsatzes im neuen § 40 Abs. 1 Satz 2 EEG liegen dagegen keinerlei Anhaltspunkte vor.

Für die Einordnung als Anspruchsvoraussetzung oder Bedingung spricht ferner auch, dass nur dadurch bei der Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung im Einzelfall die Verhältnismäßigkeit und das Verursachungsprinzip gewahrt bleiben können[383]. Durch die Überprüfung der Begrenzungsentscheidung mit der Vereinbarkeit der Interessen der Stromverbraucher kann das BAFA unverhältnismäßige Entlastungen jenseits des Gesetzeszwecks zum Schutz der nichtprivilegierten Stromverbraucher vermeiden; bei der Einordnung der Formulierung als bloßer Gesetzeszweck müsste dagegen insoweit eine diesbezügliche Prüfungs- und Begrenzungsbefugnis des BAFA verneint werden[384].

---

379 Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes v. 16.07.2003, BGBl. I S. 1459.

380 BT-Drs. 15/1121, S. 5.

381 P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 40 Rn. 31.

382 BT-Drs. 16/8148, S. 64.

383 Vgl. BT-Drs. 15/810, S. 7 („Aufgabe, das Verursacherprinzip zu wahren" und „keine unangemessene Erhöhung der Differenzkosten"); T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 70 a.E., 75.

384 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 31.

6.6.3 Lösungsmöglichkeiten

Da die rechtsdogmatische Einordnung der Vereinbarkeitsgrenze sowie die Berücksichtigung des fehlenden Wettbewerbs im Rahmen der Gefährdung der Gesetzesziele jedenfalls nicht eindeutig ist, wäre eine zumindest klarstellende Gesetzesänderung sinnvoll.

6.6.3.1 "Internationale Wettbewerbsfähigkeit" als Tatbestandsmerkmal

Möglich erscheint, die Formulierung "internationale Wettbewerbsfähigkeit" nicht als bloße Gesetzeszielbestimmung zu formulieren, sondern als eine Tatbestandsvoraussetzung aufzunehmen. Allerdings hat sich der Gesetzgeber bislang gegen eine solche Tatbestandsformulierung ausgesprochen[385]. Dieses Ziel sollte gerade nicht als eine Tatbestandsvoraussetzung gelten, sondern als eine Klarstellung und Auslegungshilfe bei der Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung. Außerdem ergäbe sich die Schwierigkeit, diesen Begriff zu definieren und zudem ist nicht absehbar, ob dadurch auch andere – privilegierungsbedürftige – Unternehmen aus dem Anwendungsbereich dieser Norm herausfallen würden.

6.6.3.2 Negative Ausklammerung von Contracting-Unternehmen

Eine andere Möglichkeit, einen entsprechenden Missbrauch zu vermeiden und eine zielgenaue Praxis der Anwendung des Gesetzes zu ermöglichen, wäre eine negative Ausklammerung dieser Unternehmen im Gesetzestext.

Zunächst könnte der Begriff des "produzierenden Gewerbes" im Sinne der Besonderen Ausgleichsregelung eigenständig definiert und dabei Energieversorgungsunternehmen und damit Contracting-Unternehmen hiervon ausgenommen werden. Auch könnten – ohne eine solche Definition vorzunehmen – Energieversorgungsunternehmen vom Anwendungsbereich ausdrücklich ausgeschlossen werden (z. B. „Dies gilt jedoch nicht für Energieversorgungsunternehmen“).

Eine weitere Möglichkeit bestünde in einer gewissen Anlehnung an § 9b Abs. 1 Satz 2 StromStG (siehe oben 6.6.1) und könnte wie folgt lauten: „Die Begrenzung erfolgt bei der Entnahme von Strom zur Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte und mechanischer Energie jedoch nur, soweit diese Erzeugnisse nachweislich durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes genutzt werden, das seinerseits die Voraussetzungen nach § 41 Abs. 1 erfüllen würde, wenn es selbst das genutzte Licht sowie die genutzte Wärme, Kälte und mechanische Energie erzeugt hätte“.

6.6.3.3 Ergänzung der Nachweispflichten

Letztlich wäre auch eine Ergänzung der Nachweispflichten in § 41 Abs. 1 EEG in Betracht zu ziehen. So könnte hinter den Halbsatz "soweit es

[385] BT-Drs. 16/8148, S. 64.

nachweist, dass" die Formulierung "es im internationalen Wettbewerb steht" eingefügt werden[386]. Über BAFA-Merkblätter könnte dies entsprechend spezifiziert werden.

6.6.4 Vorschlag

Für den Fall einer Gesetzesänderung werden die letzten beiden Möglichkeiten (6.6.3.2 und 6.6.3.3) vorgeschlagen.

6.7 Antragsberechtigung bei der ausschließlichen Nutzung von Areal- und Objektnetzen (FUER)

Bislang war umstritten, ob Unternehmen, die Strom nicht aus dem allgemeinen Versorgungsnetz, sondern ausschließlich aus einem Areal- bzw. Objektnetz beziehen, bei der Besonderen Ausgleichsregelung antragsberechtigt sind[387].

Dieser Streit hat sich durch eine Gesetzesänderung erledigt. Nach § 66 Abs. 5 EEG n.F. können Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die ihren Strom außerhalb eines der allgemeinen Versorgung dienenden Netzes beziehen, abweichend von § 43 Abs. 1 EEG ihren Antrag nach § 40 Abs. 1 Satz 1 EEG für die Jahre 2009, 2010 und 2011 bis zum 30. September 2010 (Ausschlussfrist) stellen[388] .

Die Regelung eröffnet für die Unternehmen nachträglich eine Antragsmöglichkeit für die Jahre 2009 und 2010 und verlängert die Antragsfrist für das Jahr 2011. Hintergrund ist ein Urteil des Bundesgerichtshofs vom 9. Dezember 2009 (Az. VIII ZR 35/09), mit dem das Gericht klargestellt hat, dass in den Belastungsausgleich des EEG auch Strommengen einzubeziehen sind, die außerhalb eines der allgemeinen Versorgung dienenden Netzes erzeugt und an Letztverbraucher geliefert wurden. Von diesem Urteil sind indirekt auch stromintensive Unternehmen betroffen, soweit sie bisher ihren Strom außerhalb von Netzen der allgemeinen Versorgung bezogen haben und ihr Elektrizitätsversorgungsunternehmen bisher nicht in den Belastungsausgleich einbezogen war. Sie haben in diesem Fall bisher keine EEG-Umlage bezahlt und keinen EEG-Strom abgenommen. Deshalb haben sie in aller Regel für die Jahre 2009 und 2010 auch keine Anträge nach §§ 40 ff. EEG gestellt. Für diese Unternehmen wird nun eine nachträgliche Antragstellung für die Jahre 2009 und 2010 ermöglicht. Daneben wird die Antragsfrist für das Jahr 2011 verlängert, damit die Unternehmen ausreichend Zeit haben, die Zertifizierung nach § 41 Abs. 1 Nummer 4 EEG nachzureichen.

386 So der Vorschlag des BAFA, BAFA-Vermerk, v. 21.02.2010, S. 2.

387 Vgl. H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 6 ff.

388 BT-Drs. 17/1604, S. 4, 16 f.; BR-Drs- 284/10 (neu), S. 3.

6.8 Verfassungs- und europarechtliche Grenzen der Besonderen Ausgleichsregelung (FUER)

Bei der (künftigen) Ausgestaltung der Besonderen Ausgleichsregelung als Instrument der Wirtschaftsförderung[389] sind gewisse verfassungs- und europarechtliche Grenzen zu beachten. In verfassungsrechtlicher Hinsicht kommen die Berufs- und Eigentumsfreiheit aus Art. 12 Abs. 1 GG und Art. 14 Abs. 1 GG sowie insbesondere der Gleichbehandlungsgrundsatz aus Art. 3 Abs. 1 GG in Betracht, im Europarecht vor allem die Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 AEUV.

6.8.1 Verfassungsrechtliche Grenzen

Die Frage der verfassungsmäßigen Grenzen stellt sich im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung vor allem unter dem Gesichtspunkt der erhöhten Belastung der nichtprivilegierten Letztverbraucher (Umverteilung)[390].

6.8.1.1 Freiheitsgrundrechte

Bei nichtprivilegierten Unternehmen könnte die Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG von Bedeutung sein. Hierbei dürfte aber wohl mangels objektiv berufsregelnder Tendenz der Regelung bereits der Eingriff in die Berufsfreiheit zu verneinen sein[391]. Nach überwiegender Ansicht lag aber jedenfalls bislang ein verhältnismäßiger und damit gerechtfertigter Eingriff vor, was auf die mittelbar erwartete EEG-Kostensenkung und die lediglich geringe Mehrbelastung durch die Besondere Ausgleichsregelung gestützt wurde[392]. Ob diese Argumentation aber auch noch nach Inkrafttreten der AusglMechV und angesichts einer sehr deutlich ansteigenden Umverteilungswirkung (für 2011 werden bislang 2,1 Milliarden € geschätzt[393]) trägt, bleibt abzuwarten (siehe hierzu unten 6.8.1.3). Auch unter dem Blickwinkel der Indienstnahme Privater (nichtprivilegierte Stromverbraucher) zur Erfüllung öffentlicher Zwecke wurde zumindest bislang von einem verhältnismäßigen Eingriff ausgegangen, da diese mit der Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen und damit des Wirtschaftsstandorts Deutschland auf ausreichenden Erwägungen des Ge-

---

389 T. Müller, in: W. Danner/C. Theobald, Energierecht, EEG, 64. EL 2009, § 16 Rn. 31; H.-C. Fricke, RdE 2010, 83, 89 f.

390 Vgl. BMU, Informationen zur Anwendung von § 40 ff. EEG, Stand 21.05.2010; VGH Kassel, ZNER 2009, 422, 426; T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 17 ff.; V. Oschmann/J. Thorbecke, ZNER 2006, 304, 310; G. Britz/F. Müller, RdE 2003, 163, 170; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 29.

391 So T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 14.

392 T. Mock, ET 2003, 302, 306; J. F. Baur/B. Kreße, Ausnahmen von der Zulässigkeit der Weitergabe von Belastungen aus dem EEG auf Letztverbraucher zum Erhalt der Aluminiumindustrie in Deutschland, 2004, Seite 26 ff.; ähnlich H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 26 ff., die jedoch die Anwendbarkeit von Art. 12 Abs. 1 oder Art. 2 Abs. 1 GG offen lassen.

393 BMU, Informationen zur Anwendung von § 40 ff. EEG, Stand 15.04.2011, S. 6 f.

meinwohls beruhe[394]. Zudem wird allgemein auf den weiten Beurteilungs- und Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers hingewiesen[395].

Auch bei der Allgemeinen Handlungsfreiheit aus Art. 2 Abs. 1 GG[396], die im Bereich privater Stromverbraucher herangezogen wird, lag zumindest nach bisheriger Auffassung aus den obigen Erwägungen ein verhältnismäßiger und damit verfassungsrechtlich gerechtfertigter Eingriff vor[397]. Dagegen ist bei der Eigentumsgarantie aus Art. 14 Abs. 1 GG, die weder das Vermögen als solches[398] noch bloße Gewinnerwartungen, Erwerbsaussichten oder Umsatzchancen[399] umfasst, bereits der Schutzbereich nicht eröffnet[400].

6.8.1.2 Gleichheitsgrundrechte und Typisierung

Inwieweit sich die Ungleichbehandlung von privilegierten und nichtprivilegierten Stromverbrauchern im Lichte des Gleichheitssatzes nach Art. 3 Abs. 1 GG rechtfertigen lässt, ist umstritten.

Bislang wurde die Rechtfertigung der Ungleichbehandlung – ungeachtet der unterschiedlichen Anforderungen[401] – überwiegend durch das Vorliegen sachlicher Unterscheidungsgründe begründet[402]. Dabei wird vor allem

---

394 J. F. Baur/B. Kreße, Ausnahmen von der Zulässigkeit der Weitergabe von Belastungen aus dem EEG auf Letztverbraucher zum Erhalt der Aluminiumindustrie in Deutschland, 2004, Seite 36 mit Verweis auf BVerfGE 22, 380, 383 und 30, 292, 312; i.E. auch H.-C. Fricke, RdE 2010, 83, 85 ff.

395 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 29; H.-C. Fricke, RdE 2010, 83, 85; T. Mock, ET 2003, 302, 306; allgemein BVerfGE 110, 141, 157; 77, 308, 332; H. D. Jarass, in: ders./B. Pieroth (Hrsg.), GG, 9. Aufl. 2007, Art. 12 Rn. 32.

396 Grundlegend BVerfGE 80, 137 ff.

397 T. Mock, ET 2003, 302, 306; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 26 ff.; ähnlich J. F. Baur/B. Kreße, Ausnahmen von der Zulässigkeit der Weitergabe von Belastungen aus dem EEG auf Letztverbraucher zum Erhalt der Aluminiumindustrie in Deutschland, 2004, Seite 34 f., die aber bereits den mittelbaren Eingriff mangels Intensität verneinen.

398 BVerfGE 95, 267, 300; BVerwGE 98, 280, 291; BGHZ 83, 190, 194 f.; R. Wendt, in: M. Sachs, GG, 5. Aufl. 2009, Art. 14 Rn. 38.

399 BVerfGE 105, 252, 277; 78, 205, 211; BGHZ 45, 83, 87; B. Pieroth/B. Schlink, Grundrechte, 25. Aufl. 2009, Rn. 990.

400 T. Mock, ET 2003, 302, 306; J. F. Baur/B. Kreße, Ausnahmen von der Zulässigkeit der Weitergabe von Belastungen aus dem EEG auf Letztverbraucher zum Erhalt der Aluminiumindustrie in Deutschland, 2004, Seite 32 ff.; wohl auch T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 14.

401 Die Prüfung des BVerfG reicht von einer bloßen Willkürkontrolle bis hin zu einer strikten Einhaltung des Verhältnismäßigkeitsprinzips, vgl. BVerfGE 112, 164, 174; 110, 412, 431; H. D. Jarass, in: ders./B. Pieroth (Hrsg.), GG, 9. Aufl. 2007, Art. 3 Rn. 17.

402 VGH Kassel, ZNER 2009, 422, 426; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 31 f.; T. Mock, ET 2003, 302, 306; J. F. Baur/B. Kreße, Ausnahmen von der Zulässigkeit der Weitergabe von Belastungen aus dem EEG auf Letztverbraucher zum Erhalt der Aluminiumindustrie in Deutschland, 2004, Seite 35 ff.; grundsätzlich auch J-P. Schneider, ZNER 2003, 93, 99 und H.-C. Fricke, RdE 2010, 83, 87; offen gelassen von V. Oschmann/J. Thorbecke, ZNER 2006, 304, 310.

auf die besondere Wettbewerbssituation der privilegierten Unternehmen[403] sowie die mittelbar sinkenden EEG-Kosten und das gesetzgeberische Typisierungsrecht (hinsichtlich konkurrierender Unternehmen)[404] abgestellt. Zudem sei der Gesetzgeber bei der Entscheidung darüber, welche Personen oder Unternehmen gefördert werden sollen, weitgehend frei und habe diesbezüglich eine weitreichende Gestaltungsfreiheit[405].

Nach der Gegenauffassung kann die Ungleichbehandlung nicht gerechtfertigt werden[406]. Dies stützt sich aufgrund der ohnehin eintretenden allgemeinen Absenkung der durchschnittlichen Strompreise durch den am Strommarkt verfügbaren EEG-Strom[407] auf ein fehlendes Entlastungsbedürfnis und die besondere Marktmacht von Stromgroßabnehmern[408] sowie auf die fehlende Finanzierungsverantwortung der übrigen Stromverbraucher hinsichtlich der Wettbewerbsnöte der privilegierten Unternehmen[409]. Teilweise wird hier auch die fehlende Einbeziehung stromintensiver Dienstleistungsunternehmen[410] oder die fehlenden Deckelung[411] als gleichheitswidrig angesehen.

Im Hinblick auf den vom Gesetzgeber typisierend gewählten Begünstigungskreis einschließlich der festgelegten Schwellenwerte bestehen grundsätzlich keine verfassungsrechtlichen Bedenken. Der Gesetzgeber hat gerade im Bereich der Wirtschaftsförderung eine große Gestaltungsfreiheit[412], die ihm auch innerhalb des EEG gestattet, verschiedene Personengruppen in unterschiedlicher Intensität zur Aufgabenwahrnehmung heranzuziehen[413]. Die Tatsache, dass der Gesetzgeber lediglich das produzierende Gewerbe wegen dessen Positionierung im internationalen Wettbewerb und einem – typisierend betrachtet – generell

---

403 VGH Kassel, ZNER 2009, 422, 426; J-P. Schneider, ZNER 2003, 93, 99; T. Mock, ET 2003, 302, 306; J. F. Baur/B. Kreße, Ausnahmen von der Zulässigkeit der Weitergabe von Belastungen aus dem EEG auf Letztverbraucher zum Erhalt der Aluminiumindustrie in Deutschland, 2004, Seite 36 f.

404 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 30 ff.; vgl. hierzu auch BVerfGE 77, 308, 338.

405 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 32; vgl. allgemein BVerfGE 110, 274, 299 f.; 90, 22, 26; BVerwGE 124, 178, 184; W. Heun, in: H. Dreier, GG, 2. Aufl. 2004, Art. 3 Rn. 51.

406 A. Böwing, in: F. J. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 2004, § 11a Rn. 41 f.; T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 19; G. Britz/F. Müller, RdE 2003, 163, 170; offen gelassen von V. Oschmann/J. Thorbecke, ZNER 2006, 304, 310.

407 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 19.

408 Großabnehmer von Strom beziehen ihren Strom in der Regel zu umfangreichen Sonderkonditionen. Hierauf weist das BAFA besonders hin.

409 G. Britz/F. Müller, RdE 2003, 163, 170.

410 J-P. Schneider, ZNER 2003, 93, 99; a.A. aber BVerfGE 110, 274, 300.

411 H.-C. Fricke, RdE 2010, 83, 87.

412 BVerfGE 110, 274, 293 und 299; 93, 319, 350.

413 H.-C. Fricke, RdE 2010, 83, 85.

hohen Energiebedarf als besonders förderungsbedürftig bewertet, ist verfassungsrechtlich unbedenklich und beruht nach der Ansicht des BVerfG nicht auf einer der Lebenserfahrung widersprechenden Würdigung der ökonomischen Ausgangslage dieses Wirtschaftszweiges[414]. Legitimer Anknüpfungspunkt für die Begünstigung der Unternehmen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung ist daher das Vorliegen bestimmter Schwellenwerte als Indiz einer besonderen, überdurchschnittlich hohen Abhängigkeit von der Höhe der Strompreise[415] sowie als Indiz ihres internationalen Wettbewerbsdrucks. Ein derart pauschalisierter Tatbestand ist verfassungsrechtlich zulässig, da er insofern nicht an sachfremde Merkmale anknüpft und letztlich der Praktikabilität und Rechtssicherheit dient[416]. Sofern durch die Besondere Ausgleichsregelung jedoch zunehmend Unternehmen begünstigt werden, die nicht in einer besonderen internationalen Wettbewerbssituation stehen, ist die Ungleichbehandlung verfassungsrechtlich nicht mehr zu rechtfertigen. Der Zielgenauigkeit der Regelung kommt daher entscheidende Bedeutung zu. Dabei kann bis zu einem gewissen Grad typisiert und auf bestimmte Branchen abgestellt werden. Gerade bei der hier vorliegenden „bevorzugenden Typisierung“ hat der Gesetzgeber eine weitere Gestaltungsfreiheit als bei einer „benachteiligenden Typisierung“[417]. Dies gilt jedoch nur, solange es sich lediglich um einen „mäßigen Prozentsatz“ an Begünstigten handelt, die bei einem individuellen Maßstab den Vorteil nach der Idee des Gesetzes nicht bekommen würden[418]. Unter Berücksichtigung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit muss die Regelung aber umso zielgenauer sein, je größer die Ungleichbehandlung ist[419]. Mit steigender Mehrbelastung und der damit einhergehenden steigenden Ungleichbehandlung ist der Begünstigtenkreis der Besonderen Ausgleichsregelung daher möglichst zielgenau einzugrenzen und auf Unternehmen zu beschränken, die tatsächlich in einer besonderen internationalen Wettbewerbssituation stehen.

6.8.1.3 Zusammenfassung

Die Ungleichbehandlung durch die Besondere Ausgleichsregelung wird im Rahmen von Art. 3 Abs. 1 GG zwar überwiegend als zulässig angesehen, von anderer Seite her aber auch verfassungsrechtlich teilweise heftig kritisiert. Im Hinblick auf den zulässigen Typisierungsgrad sollte der Kreis der Begünstigten zielgenauer eingegrenzt und die Mehrbelastung durch die Besondere Ausgleichsregelung verringert werden.

---

414 BVerfGE 110, 274, 298 ff.

415 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 20; H.-C. Fricke, RdE 2010, 83, 85

416 BVerfGE 84, 348, 359; T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 20; H.-C. Fricke, RdE 2010, 83, 85; allgemein zur Typisierung und Pauschalisierung H. D. Jarass, in: ders./B. Pieroth (Hrsg.), GG, 9. Aufl. 2007, Art. 3 Rn. 30 f.

417 BVerfGE 103, 310, 319; 17, 1, 23 ff.; BAGE 64, 315, 323 f.

418 BVerfGE 17, 1, 24 hält jedenfalls 7,5 Prozent für zulässig.

419 Vgl. BVerfGE 103, 310, 325.

Die Rechtfertigung des Eingriffs in Freiheitsgrundrechte wurde bislang weitgehend mit der geringen Mehrbelastung der nichtprivilegierten Stromverbraucher begründet. Die für 2011 zu erwartende Umverteilung beträgt etwa 2,1 Milliarden € und zeigt damit einen sehr deutlichen Anstieg[420]. Gleichzeitig erhöht sich damit die EEG-Umlage infolge der Besonderen Ausgleichsregelung und damit die Mehrkosten für die nichtprivilegierten Stromverbraucher (alle sonstigen, nichtprivilegierten Industrieunternehmen, Privathaushalte sowie der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung) rechnerisch um knapp 20 Prozent. Während die Besondere Ausgleichsregelung bei einem nichtprivilegierten Unternehmen mit einem jährlichen Strombezug von 1 GWh im Jahre 2003/2004 noch eine jährliche Mehrbelastung von etwa 240 € verursachte, wird diese im Jahr 2011 bei etwa 5.000 € liegen. Die Stromrechnung eines Privathaushalts mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh erhöht sich 2011 inzwischen um gut 1,50 €[421]. Ausgehend von dieser Entwicklung ergeben sich daher zunehmend verfassungsrechtliche Bedenken.

Je intensiver der Grundrechtseingriff durch die zunehmende Mehrbelastung bei den übrigen Stromverbrauchern ist, desto höhere Anforderungen sind an seine Rechtfertigung zu stellen[422]. Bei welcher Belastungshöhe eine Rechtfertigung nicht mehr möglich ist, kann nicht genau bestimmt werden. Dies ist vielmehr einer einzelfallbezogenen Abwägung vorbehalten[423]. Dabei kommt zwar der gesetzgeberischen Wertentscheidung, die Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Unternehmen zu erhalten, erhebliches Gewicht zu[424], die stark zunehmende Mehrbelastung der übrigen Stromverbraucher darf aber nicht ungeachtet bleiben. Vor diesem Hintergrund sollte die Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung jedenfalls weiter eingegrenzt werden (z. B. durch Einschränkung des Begünstigtenkreises, Einschränkung auf stromintensive Prozesse und Verfahren in Anlehnung an § 9a StromStG, Erhöhung des Selbstbehalts, Erhöhung der Antragsvoraussetzungen, Erhöhung der 0,05 Cent-Begrenzung etc.). Insbesondere eine Einschränkung auf stromintensive Prozesse würde dabei einen gewissen Gleichlauf mit den Schienenbahnen schaffen, bei denen nur diejenigen Strommengen zu berücksichtigen sind, die unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr verbraucht werden (§ 42 Nr. 1 EEG). Insofern wird dort bereits nach der Verwendung des selbst verbrauchten Stroms differenziert.

Zwar ist eine Belastungsobergrenze in Form der Vereinbarkeitsgrenze nach § 40 Abs. 1 Satz 2 a.E. EEG gesetzlich bereits normiert. Diese hat bislang aber noch keine hinreichend praktische Bedeutung, um dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz tatsächlich ausreichend Rechnung tragen zu

---

420 BMU, Informationen zur Anwendung von § 40 ff. EEG, Stand 15.04.2011, S. 6 f.

421 BMU, Informationen zur Anwendung von § 40 ff. EEG, Stand 15.04.2011, S. 7.

422 Allgemein S. Huster/J. Rux, in: V. Epping/C. Hillgruber (Hrsg.), GG, 2009, Art. 20 Rn. 184.

423 BVerfGE 92, 277, 327; M. Sach, in: ders (Hrsg.), GG, 5. Aufl. 2009, Art. 20 Rn. 154.

424 H. D. Jarass, in: ders./B. Pieroth (Hrsg.), GG, 9. Aufl. 2007, Art. 20 Rn. 86; M. Sach, in: ders (Hrsg.), GG, 5. Aufl. 2009, Art. 20 Rn. 155.

können (siehe 6.1 und 6.6.2.4). Im Rahmen der Vereinbarkeitsgrenze darf daher nicht lediglich die Belastungswirkung durch die jeweils einzelne Begrenzung geprüft werden, sondern es muss die Belastungswirkung durch die Summe der Entlastungsentscheidungen (inkl. oder exkl. der Schienenbahnen) herangezogen werden. Die Vereinbarkeitsgrenze wäre ansonsten bedeutungslos, was weder mit dem Sinn und Zweck dieser Regelung noch mit dem ausdrücklichen Willen des Gesetzgebers vereinbar wäre[425]. Der Gesetzgeber misst der Vereinbarkeitsgrenze die entscheidende Bedeutung zu, das verfassungsrechtliche Verhältnismäßigkeitsprinzip und das Verursachungsprinzip zu wahren[426]. Der Vorrang des Gesetzes und das Prinzip der Gesetzesmäßigkeit verlangen, dass die Verwaltung bindende Gesetze tatsächlich ausführt[427]. Maßgebend für die Auslegung einer Gesetzesbestimmung ist dabei der in der Norm zum Ausdruck kommende objektivierte Wille des Gesetzgebers, an den die Exekutive nach Art. 20 Abs. 3 GG gebunden ist[428]. Ein „Unterlaufen“ des Gesetzes ist unzulässig und verstößt gegen das Rechtsstaatsprinzip, weil das Verhalten der Verwaltung dem eindeutigen Willen des Gesetzgebers widerspricht und deshalb mit dem Vorrang des Gesetzes im Sinne des Art. 20 Abs. 3 GG nicht vereinbar ist[429]. Letztlich entspricht auch nur die Gesamtbetrachtung der Prüfung nach der alten Rechtslage (§ 16 Abs. 5 EEG 2004), wonach die Summe aller Entlastungsentscheidungen maßgeblich war[430]. Der Gesetzgeber wollte hieran nichts ändern, er hat lediglich die 10-Prozent-Decklung aufgehoben, um den Unternehmen entsprechende Planungssicherheit zu geben. Damit hat das BAFA auf bestehender Gesetzeslage eine Gesamtbetrachtung vorzunehmen und dabei die kumulierten Begrenzungsentscheidungen zu bewerten[431]. Dies könnte im Gesetzestext allerdings noch klarer zum Ausdruck kommen[432]. Auch verwaltungstechnisch dürfte dies aufgrund der Ausschlussfrist in § 43 Abs. 1 Satz 1 EEG ohne weiteres möglich sein, da das BAFA hierdurch die Gesamtbegünstigung vor Bescheiderlass beurteilen kann. Im Übrigen wäre auch denkbar, den letzten Antrag, durch dessen Genehmigung die Vereinbarkeitsgrenze überschritten würde, bis zur erneuten Unterschreitung der Grenze nicht zu berücksichtigen.

---

425 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 40 Rn. 30.

426 Vgl. BT-Drs. 15/810, S. 7 („Aufgabe, das Verursacherprinzip zu wahren“ und „keine unangemessene Erhöhung der Differenzkosten“); auch auf diese Bedeutung abstellend T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 69, 75 ff.

427 BVerfGE 25, 216, 228; 30, 292, 331 f.

428 BVerfGE 105, 135, 157; 79, 106, 121; H. D. Jarass, in: ders./B. Pieroth (Hrsg.), GG, 9. Aufl. 2007, Einl. Rn. 5.

429 BVerfGE 56, 216, 241; 8, 155, 169.

430 P. Salje, EEG, 3. Aufl. 2005, § 16 Rn. 129 (zu § 16 Abs. 5 a.F.); Brodowski, Belastungsausgleich, 2006, S. 166.

431 So etwa P. Salje (Hrsg.), EEG, 5. Aufl. 2009, § 40 Rn. 36 („Kumulation von Entlastungsentscheidungen“).

432 „Die Begrenzung“ in Satz 2 dürfte sich zwar auf die Begrenzung der einzelnen Abnahmestelle in Satz 1 beziehen. Bei der erforderlichen Gesamtbetrachtung ist dies aber dahingehend zu verstehen, dass das BAFA zu prüfen hat, durch welche der (kumulierten) Einzelentscheidungen die Vereinbarkeitsgrenze überschritten wird.

6.8.2 Europarechtliche Grenzen

Auch in europarechtlicher Hinsicht muss die Besondere Ausgleichsregelung gewissen Anforderungen gerecht werden.

6.8.2.1 Beihilferecht, Art. 107 ff. AEUV (ex-Art. 87 ff. EGV)

Zunächst ist festzuhalten, dass das Beihilferecht nach Art. 107 ff. AEUV (ex-Art. 87 ff. EGV) nicht anwendbar ist. Bei der Förderung stromintensiver Unternehmen handelt es sich nicht um eine staatliche Beihilfe, da die Begünstigung dieser Unternehmen von den übrigen nichtprivilegierten Stromverbrauchern getragen wird und somit nicht „staatlich oder aus staatlichen Mitteln“ gewährt wird[433].

Auch die Tatsache, dass hier der Staat – durch das BAFA – über den Begrenzungsanspruch entscheidet, ändert hieran nichts. Zwar verlangt der Europäische Gerichtshof für eine staatliche Beihilfe nicht, dass die Begünstigung direkt aus Haushaltsmitteln stammt[434]. In jedem Fall ist aber zumindest eine Involvierung staatlicher Mittel und damit eine finanzielle Einbuße des Staates erforderlich[435]. Dies ist im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung nicht gegeben.

6.8.2.2 Warenverkehrsfreiheit, Art. 34 ff. AEUV (ex-Art. 28 ff. EGV)

6.8.2.2.1 Die eingeschränkte Strombedarfsdeckung der EVU

Bis zum Inkrafttreten der AusglMechV[436] gab es jedoch europarechtliche Bedenken im Hinblick auf die Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 AEUV (ex-Art. 28 EGV). Dies beruhte auf der Tatsache, dass die von den privilegierten Unternehmen nicht abzunehmenden Strommengen nach § 43 Abs. 3 i.V.m. § 37 EEG gleichmäßig auf alle Letztversorger in Deutschland zu verteilen waren. In Höhe dieser Strommengen konnten die betroffenen Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihren Strombedarf daher nicht mehr frei am Markt und damit auch nicht aus anderen Mitgliedstaaten decken. Hierzu wurde zwar sowohl vertreten, dass die Warenverkehrsfreiheit be-

---

433 Grundlegend EuGH, Rs. C 379/98, Slg. 2001, I-2099 (PreussenElektra); T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 21; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.) , EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 21; V. Oschmann/J. Thorbecke, ZNER 2006, 304, 308; J. F. Baur/B. Kreße, Ausnahmen von der Zulässigkeit der Weitergabe von Belastungen aus dem EEG auf Letztverbraucher zum Erhalt der Aluminiumindustrie in Deutschland, 2004, S. 13 ff; T. Mock, ET 2003, 302, 305.

434 EuGH, Rs. 67/85 u.a., Slg. 1988, 219, Rn. 36 f. (van der Kooy); Rs. 290/83, Slg. 1985, 439, Rn. 14;

435 EuGH, Rs. 82/77, Slg. 1978, 25, Rn. 23/25 (van Tiggele); Rs. 213/81 u.a., Slg. 1982, 3583, Rn. 22 f.; W. Cremer, in: C. Calliess/M. Ruffert (Hrsg.), EUV/EGV, 3. Aufl. 2007, Art. 87 EGV Rn. 20; M. Schernthanner, Beihilfeaufsichtsrecht, 1993, S. 60 f.

436 Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101).

reits nicht einschlägig sei[437], aber auch dass es sich um einen nicht zu rechtfertigenden Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit und damit eine grundsätzlich verbotene Maßnahme im Sinne des Art. 34 AEUV handeln würde[438]. Nach wiederum anderer Ansicht lag dagegen eine Rechtfertigung des Eingriffs vor[439].

Mit Inkrafttreten der AusglMechV findet keine Strommengenbegrenzung mehr statt, sondern nur noch eine Kostenbegrenzung. Nach den §§ 1 bis 5 AusglMechV sind die Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr verpflichtet, den Strom an die ihnen nachgelagerten Elektrizitätsversorgungsunternehmen durchzuleiten. Sie müssen vielmehr den Strom am Spotmarkt einer Strombörse diskriminierungsfrei und transparent vermarkten. Hierfür können sie von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen Ersatz der erforderlichen Aufwendungen verlangen, d.h. die Differenzkosten zwischen dem Verkaufserlös und der EEG-Vergütung (EEG-Umlage)[440]. Nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 AusglMechV begrenzt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle die EEG-Umlage, die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, die stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen sind, weitergegeben wird, auf 0,05 Cent je Kilowattstunde. Diese Begrenzung wird dann im Rahmen der Wälzung berücksichtigt, so dass die nicht weiterzugebende EEG-Umlage der begünstigten Unternehmen gleichmäßig auf alle nichtprivilegierten Strommengen verteilt wird, § 6 Abs. 1 Nr. 3 AusglMechV. Zusammenfassend geht die Bundesregierung davon aus, dass der weiterentwickelte Ausgleichsmechanismus die Vereinbarkeit des EEG-Systems mit den gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben unterstütze, indem die Stromvertriebe keine vorgeschriebene Menge an nach EEG vergütetem Strom mehr abnehmen müssen, sondern vielmehr über ihr gesamtes Stromportfolio frei bestimmen können und die bislang bestehende Marktabschottung aufgehoben werde[441]. Mit Wegfall des maßgeblichen Umstands, dass die betroffenen EVU ihren Strombedarf bislang nicht mehr frei am Markt decken konnten[442], ist die Betroffenheit der Warenverkehrsfreiheit in diesem Umfang daher jedenfalls entfallen.

---

437 T. Mock, ET 2003, 302, 306; J. F. Baur/B. Kreße, Ausnahmen von der Zulässigkeit der Weitergabe von Belastungen aus dem EEG auf Letztverbraucher zum Erhalt der Aluminiumindustrie in Deutschland, 2004, S. 17 ff.

438 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 23; V. Oschmann/J. Thorbecke, ZNER 2006, 304, 308; H.-C. Fricke, RdE 2010, 83, 88 ff.; jeweils mit Verweis auf die weite Dassonville-Formel des EuGH, vgl. grundlegend EuGH, Rs. 8/74, Slg. 1974, 837, 852 Rn. 5 (Dassonville); T. Kingreen, in: C. Calliess/M. Ruffert (Hrsg.), EUV/EGV, 3. Aufl. 2007, Art. 28-30 EGV Rn. 37 ff.

439 J-P. Schneider, ZNER 2003, 93, 98.

440 BT-Drs. 16/13188, S. 13.

441 BT-Drs. 16/13188, S. 13; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 22.

442 Darauf abstellend T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 23; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 21; V. Oschmann/J. Thorbecke, ZNER 2006, 304, 308. H.-C. Fricke, RdE 2010, 83, 88; A. Böwing, in: F. J. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 2004, § 16 Rn. 41.

6.8.2.2.2 Die finanzielle Begünstigung stromintensiver Unternehmen

Allenfalls unter dem Blickwinkel der finanziellen Begünstigung stromintensiver Unternehmen, die zu einem Wettbewerbsvorteil führt, könnte die Warenverkehrsfreiheit berührt sein. Durch die Anwendung der §§ 40 ff. EEG werden die begünstigten Unternehmen von einer Kostenlast befreit, die sie ansonsten zu trägen hätte und erlangen dadurch einen Wettbewerbsvorteil[443]. Diese Art der Subventionierung fällt jedoch nicht unter das europäische Beihilferecht nach den Art. 107 ff. AEUV, da es sich hierbei um keine „staatliche" Beihilfe handelt (siehe oben 6.8.2.1). Insofern ist sie – ungeachtet des umstrittenen Abgrenzungsverhältnisses beider Regelungsmaterien[444] – allein am Maßstab der Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 ff. AEUV zu messen. Dem kann auch nicht entgegen gehalten werden, dass es sich hier nur um die Befreiung von einer nationalen Belastung handelt und die nationalen Unternehmen dadurch lediglich mit den ausländischen Unternehmen gleich, aber nicht besser gestellt werden. Nach der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs können auch Befreiungen von nationalen Belastungen, wie etwa Abgaben, den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigen[445]. Dies zeigt auch die Beanstandung des Pendants zur Besonderen Ausgleichsregelung in Österreich und Luxemburg durch die Europäische Kommission (siehe sogleich).

Nach Art. 34 AEUV sind „mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen sowie alle Maßnahmen gleicher Wirkung […] zwischen den Mitgliedstaaten verboten". Maßgebliches Kriterium der Warenverkehrsfreiheit ist die einfuhrbehindernde Wirkung einer Maßnahme[446]. Nach der sog. Dassonville-Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs ist eine Maßnahme gleicher Wirkung „jede Handelsregelung der Mitgliedstaaten, die geeignet ist, den innergemeinschaftlichen Handel unmittelbar oder mittelbar, tatsächlich oder potenziell zu behindern[447]". Dies kann grundsätzlich auch bei einer mitgliedstaatlichen Subventionierung der Fall sein[448]. Dabei ist keine „Handelsregelung" im engeren Sinne erforderlich, es kommt vielmehr jede

---

443 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 23.

444 Vgl. etwa T. Kingreen, in: C. Calliess/M. Ruffert (Hrsg.), EUV/EGV, 3. Aufl. 2007, Art. 28-30 EGV Rn. 26; U. Becker, in: J. Schwarze (Hrsg.), EU-Kommentar, 2. Aufl. 2009, Art. 28 EGV Rn. 30.

445 Vgl. die Parallele im Beihilfenrecht, EuGH, Rs. C-6/97, Slg. 1999, I-2981, Rn. 16 ff. (Italien/Kommission); sowohl das Beihilferecht (Art. 107 AEUV) wie auch die Warenverkehrsfreiheit (Art. 34 AEUV) verfolgen den gemeinsamen Zweck, den freien Warenverkehr zwischen den Mitgliedstaaten zu gewährleisten, vgl. EuGH, Rs. 103/84, Slg. 1986, 1759, Rn. 19 (Kommission/Italien); Rs. 18/84, Slg. 1985, 1339, Rn. 13 (Kommission/Frankreich).

446 W. Cremer, EuR 1996, 225.

447 StRspr. EuGH, Rs. 8/74, Slg. 1974, 837, 847, Rn. 5 (Dassonville); Rs. C-322/01, Slg. 2003, I-14887, Rn. 66 (Deutscher Apothekerverband).

448 EuGH, Rs. 18/84, Slg. 1985, 1339, Rn. 13 ff. (Kommission/Frankreich); Rs. 103/84, Slg. 1986, 1759, Rn. 19; Rs. C-21/88, Slg. 19990, I-889, Rn. 20 (Du Pont de Nemours Italiana); Rs. C-263/85, Slg. 1991, I-2457. 2. Leitsatz (Kommission/Italien).

staatliche Maßnahme in Betracht[449]. Die mit einer Subventionierung eines Mitgliedstaates intendierte Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit der begünstigten Unternehmen, die die Absatzchancen der nichtsubventionierten Konkurrenten auf dem Heimatmarkt der Begünstigten verschlechtern kann, hat insofern Einfluss auf die Warenverkehrsströme, als die Einfuhr von Waren zumindest mittelbar und potenziell behindert werden könnte[450]. Dabei reicht bereits die Eignung zur Behinderung des innergemeinschaftlichen Handels aus. Der Nachweis einer tatsächlich nachteiligen Auswirkung einer Maßnahme auf den grenzüberschreitenden Warenverkehr ist nicht erforderlich[451]. Vor diesem Hintergrund werfen die Subventionierung stromintensiver Unternehmen und der damit verbundene Wettbewerbsvorteil zunehmend Fragen der Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 AEUV auf.

Fraglich ist, inwieweit mögliche Beeinträchtigungen der Warnverkehrsfreiheit über den Umweltschutz gerechtfertigt werden können[452]. Bei den begünstigten Schienenbahnen als umweltfreundlichem Transportmittel dürfte dies grundsätzlich gegeben sein[453]. Die Subventionierung des produzierenden Gewerbes dient dagegen allein dem Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit dieser Unternehmen (§ 40 Abs. 1 Satz 2 EEG) und damit der Wirtschaftsförderung[454]. Rein wirtschaftliche Gründe können aber eine Beschränkung der Warenverkehrsfreiheit nicht rechtfertigen[455]. Allerdings müssen die Unternehmen nach § 41 Abs. 1 Nr. 4 EEG eine erfolgte Zertifizierung über Energieverbrauch und Einsparpotenziale nachweisen. Hierdurch können gerade stromintensive Unternehmen ihr Einsparpotenzial erkennen und auch umsetzen[456]. Nach Art. 194 Abs. 1d AEUV ist auch auf europäischer Ebene die Energieeinsparung ein wichtiger Baustein bei der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt. Das Zertifizierungserfordernis in § 41 Abs. 1 Nr. 4 EEG könnte daher mittelbar dem

---

449 EuGH, Rs. 4/75, Slg. 1975, 843, 585 (Rewe); Rs. 104/75, Slg. 1976, 613, 635, Rn. 12/13 (de Peijper); Rs. 34/74, Slg. 1975, 47, 62, Rn. 32/34 (Galli); Rs. 190/73, Slg. 1974, 1123, 1134, Rn. 13/17 (Van Haaster); W. Cremer, EuR 1996, 225, 226.

450 W. Cremer, EuR 1996, 225, 226; ders., in: C. Calliess/M. Ruffert (Hrsg.), EUV/EGV, 3. Aufl. 2007, Art. 87 Rn. 64; H. Ullrich, EWS 1991, 1, 5 ff.; L. Ose, Beihilfen und Maßnahmen gleicher Wirkung wie mengenmäßige Beschränkungen im Recht der EWG, 1976, S. 196.

451 EuGH, Rs. 12/74, Slg. 1975, 181, Rn. 14 (Kommission/Deutschland); T. Kingreen, in: C. Calliess/M. Ruffert (Hrsg.), EUV/EGV, 3. Aufl. 2007, Art. 28-30 EGV Rn. 37.

452 Zu dieser Rechtfertigungsmöglichkeit grundsätzlich EuGH, Rs. 302/86, Slg. 1988, 4607, Rn. 8 f. (Kommission/Dänemark); Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-2099, Rn. 76 (PreussenElektra).

453 Vgl. V. Oschmann/J. Thorbecke, ZNER 2006, 304, 310; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 21.

454 Vgl. T. Müller, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 64. EL 2009, § 16 Rn. 31; ders., in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16, Rn. 23; H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, Vor §§ 40 bis 44 Rn. 21.

455 H.-C- Fricke, RdE 2010, 83, 90; V. Oschmann/J. Thorbecke, ZNER 2006, 304, 308; T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 23; H. Ullrich, EWS 1991, 1, 7.

456 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 41 Rn. 38; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 41 Rn. 53.

Umweltschutz dienen[457]. Die Vorschrift verlangt jedoch bislang die bloße Ermittlung des Einsparpotenzials[458]. Das EEG regelt dagegen nicht, dass das Unternehmen seine Anspruchsvoraussetzung verliert, wenn es – womöglich über Jahre – auf die Ermittlung der Einsparpotenziale überhaupt nicht reagiert, so dass dem BAFA nicht die Befugnis zusteht, den Begrenzungsantrag aus diesen Gründen abzulehnen[459]. Da die Regelung erst durch das EEG 2009 geschaffen wurde, bleibt daher abzuwarten, inwieweit die Unternehmen in Zukunft tatsächlich ihre Einsparpotenziale umsetzen. Sofern einzelne Unternehmen durch die Energieeinsparung die Anspruchsberechtigung verlieren könnten, könnte sich dies aber als kontraproduktiv erweisen[460]. Das BAFA sollte diese Regelung daher konsequent und detailliert evaluieren (siehe auch 9.1.2.3). Zudem würde der Umweltschutz jedenfalls weiter verbessert, wenn Sanktionsmöglichkeiten im Rahmen von § 41 Abs. 1 Nr. 4 EEG geschaffen oder der Entlastung der Unternehmen eine verpflichtende Herabsetzung des Energieverbrauchs bzw. der Emissionen oder andere umweltschutzfreundliche Maßnahmen gegenüberstünden. In Luxemburg hatten die begünstigten Unternehmen dem Staat vertraglich zugesichert, bis 2005 ihre Energieeffizienz um 15 Prozent im Vergleich zu 1990 zu steigern. Im Falle der Verfehlung oder Nichtbeachtung dieser Verpflichtungen mussten die Unternehmen eine bestimmte Menge grünen Strom einkaufen oder für den Eigenverbrauch selbst produzieren[461]. Daraufhin hat die Europäische Kommission diese Regelung als staatliche Umweltschutzbeihilfe[462] genehmigt[463]. Da sowohl das Beihilferecht (Art. 107 AEUV) wie auch die Warenverkehrsfreiheit (Art. 34 AEUV) den gemeinsamen Zweck verfolgen, den freien Warenverkehr zwischen den Mitgliedstaaten zu gewährleisten[464] und der Europäische Gerichtshof es teilweise sogar offen lässt, welches der beiden Rechtsregime zur Anwendung kommt[465], dürfte dies grundsätzlich auch auf die Warenverkehrsfreiheit übertragbar sein, da auch hier der Rechtfertigungsgrund des Umweltschutzes besteht[466]. Die österreichische Ausgleichsregelung nach § 22c Abs. 1 Nr. 1 des noch nicht in Kraft getretenen

---

457 Vgl. zum mittelbaren Umweltschutz KOM 28.01.2009 C 43/2002 Luxemburg EU Abl. C (2009) 230 endg. Rn. 75 ff.

458 BT-Drs. 16/9477, S. 27.

459 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 41 Rn. 38; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 41 Rn. 55 f.

460 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 41 Rn. 38.

461 KOM 28.01.2009 C 43/2002 Luxemburg EU Abl. C (2009) 230 endg. Rn. 78.

462 Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen, ABl. EU C 37/3, Rn. 47 ff.

463 Gegenstand war hier zwar ein beihilferechtliches Verfahren, KOM 28.01.2009 C 43/2002 Luxemburg EU Abl. C (2009) 230 endg. Rn. 75 ff., die Warenverkehrsfreiheit weist aber den gleichen Rechtfertigungsgrund auf, vgl. nur EuGH, Rs. C-284/95, Slg. 1998, I-4301, Rn. 64 ff. (Safety Hi-Tech); Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-2099, Rn. 73 ff. (PreussenElektra).

464 EuGH, Rs. 103/84, Slg. 1986, 1759, Rn. 19 (Kommission/Italien); Rs. 18/84, Slg. 1985, 1339, Rn. 13 (Kommission/Frankreich).

465 EuGH, Rs. 18/84, Slg. 1985, 1339, Rn. 13; Rs. 103/84, Slg. 1986, 1759, Rn. 19; Rs. C-21/88, Slg. 1990, I-889; Rs. C-263/85, Slg. 1991, I-2457, 2. Leitsatz.

466 EuGH, Rs. C-284/95, Slg. 1998, I-4301, Rn. 64 ff. (Safety Hi-Tech); Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-2099, Rn. 73 ff. (PreussenElektra).

neuen Ökostromgesetzes erfüllt diese Voraussetzungen dagegen nicht. Dort ist geregelt, dass ein Unternehmen auf Antrag das Recht beschieden werden kann, nicht mit Ökostrom beliefert zu werden. Bedingung dafür ist, dass Ökostromaufwendungen von mindestens 0,5 Prozent des Nettoproduktionswerts getätigt wurden. Die Befreiung von der Abgabe ist nicht an entsprechende Anstrengungen zur Verbesserung des Klima- und Umweltschutzes gebunden. Die Europäische Kommission hatte insofern Zweifel an der Vereinbarkeit dieser Regelung zugunsten großer Stromverbraucher mit den Beihilfevorschriften und hat Österreich im Rahmen eines Beihilfeverfahrens nach Artikel 108 Abs. 2 AEUV zur Stellungnahme aufgefordert[467]. Inzwischen hat die EU-Kommission die Unterstützung energieintensiver Unternehmen in Österreich als unzulässige staatliche Behilfe untersagt[468].

Sofern man in der Auferlegung der EEG-Umlage einen Fall der sog. Inländerdiskriminierung sieht[469], was wenig überzeugend ist[470], wäre dagegen ein Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit mangels Anwendbarkeit der Art. 34 ff. AEUV zu verneinen. Die Warenverkehrsfreiheit verbietet nur die Benachteiligung des zwischenstaatlichen Warenverkehrs durch mengenmäßige Ein- und Ausfuhrbeschränkungen oder Maßnahmen mit gleicher Wirkung, nicht aber die Schlechterstellung von Inländern gegenüber EU-Ausländern[471]. Mit Inkrafttreten der AusglMechV wird den EVU und damit letztlich den Stromverbrauchern eine finanzielle Belastung in Form der EEG-Umlage auferlegt. Eventuelle ausländische Konkurrenten dieser Stromverbraucher unterliegen in ihren Mitgliedstaaten dieser finanziellen Belastung dagegen nicht. Insofern werden die Stromverbraucher innerhalb des EEG im Verhältnis zu ihren ausländischen Konkurrenten benachteiligt. Diese Art der Benachteiligung würde als Inländerdiskriminierung allein dem nationalen Recht unterfallen[472], nicht aber dem EU-Recht[473]. Für die

---

467 KOM 11.09.2009 C 24/09 Österreich EU ABl. C 217/12, Rn. 75 a.E., 83 ff.

468 Vgl. Pressemitteilung IP/11/265 vom 8. März 2011 (Der Beschluss ist bislang noch nicht veröffentlicht).

469 So zumindest B. Nagel, ZNER 2000, 161, 163 und A. Bear, Abnahmepflichten und Vergütungspflichten in der Energiewirtschaft, 2008, S. 139 f., die allgemein auf die finanziellen Belastungen durch das EEG abstellen.

470 Die Inländerdiskriminierung beschreibt den – im Rahmen des EEG nicht vorkommenden – Sachverhalt, dass Mitgliedstaaten aufgrund von Vorgaben der EU-Grundfreiheiten für inländische Sachverhalte andere Regelungen erlassen oder aufrecht erhalten als für vergleichbare Sachverhalte mit Auslandsbezug, vgl. EuGH, Rs. 355/85, Slg. 1986, 3231, Rn. 10 (Cognet – Buchpreisbindung); T. Kingreen, in: C. Calliess/M. Ruffert (Hrsg.), EUV/EGV, 3. Aufl. 2007, Art. 28-30 EGV Rn. 39; U. Becker, in: J. Schwarze (Hrsg.), EU-Kommentar, 2. Aufl. 2009, Art. 28 EGV Rn. 21.

471 B. Nagel, ZNER 2000, 161, 163; A. Bear, Abnahmepflichten und Vergütungspflichten in der Energiewirtschaft, 2008, S. 139.

472 Die deutschen Gerichte lehnen allerdings einen Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG ab, da die Vorschrift nur für Ungleichbehandlungen gilt, die von demselben Hoheitsträger ausgehen, vgl. BVerfGE 110, 412, 439; BGH, NJW 1990, 108, 109.

Aufhebung der Schlechterstellung durch die Besondere Ausgleichsregelung könnte als actus contrarius nicht anderes gelten.

6.8.2.3 Europäisches Sekundärrecht

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL)[474] steht der Besonderen Ausgleichsregelung nicht entgegen. Die Richtlinie überlässt es weitgehend den Mitgliedstaaten, auf welche Weise die nationalen Ziele erreicht werden, Art. 3 Abs. 1 EE-RL[475]. Die genaue Ausgestaltung der Förderinstrumente und damit auch die Frage, welche Adressaten im Einzelfall be- oder entlastet werden, obliegt den Mitgliedstaaten.

Auch die Energiesteuer-Richtlinie[476] steht nicht entgegen. Sie ist bereits mangels Vorhandensein einer Steuer vom Anwendungsbereich her nicht eröffnet[477].

6.8.2.4 Zusammenfassung

Die Besondere Ausgleichsregelung ist zwar mit dem europäischen Beihilferecht sowie dem Sekundärrecht vereinbar. Mit Blick auf die Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 ff. AEUV sollten aber weitere umweltschützende Ansätze geschaffen bzw. bestehende weiterentwickelt werden. Hierzu könnten Sanktionsmöglichkeiten im Rahmen von § 41 Abs. 1 Nr. 4 EEG geschaffen oder die Begrenzung der EEG-Umlage – vergleichbar der Rechtslage in Luxemburg – an zwingende umwelt- und klimaschützende Maßnahmen der Unternehmen geknüpft werden (z. B. Strom- und Energieeinsparung, erhöhter Immissionsschutz etc.). Die Besondere Ausgleichsregelung würde dadurch die Funktion eines finanziellen Anreizes für unternehmerische Umweltschutzmaßnahmen übernehmen und damit die Möglichkeiten weiter erhöhen, den Rechtfertigungsgrund des Umweltschutzes vorbringen zu können. § 41 Abs. 1 Nr. 4 EEG sollte jedenfalls vom BAFA eingehend evaluiert werden, um die tatsächliche Energieeinsparung durch diese Reglung künftig hinreichend bewerten zu können.

---

473 W. Frenz, Handbuch Europarecht, Bd. 1, 2004, Rn. 780; R. Streinz, Europarecht, 7. Aufl. 2005, Rn. 813; A. Bear, Abnahmepflichten und Vergütungspflichten in der Energiewirtschaft, 2008, S. 139 f.; T. Kingreen, in: C. Calliess/M. Ruffert (Hrsg.), EUV/EGV, 3. Aufl. 2007, Art. 28-30 EGV Rn. 40; W. Schroeder, in: R. Streinz (Hrsg.), EUV/EGV, 2003, Art. 28 Rn. 22; U. Becker, in: J. Schwarze (Hrsg.), EU-Kommentar, 2. Aufl. 2009, Art. 28 Rn. 21.

474 Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EU Nr. L 140/16 vom 05.06.2009.

475 W. Lehnert/J. Vollprecht, ZUR 2009, 307, 308.

476 Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, ABl EU Nr. L 283/51 vom 31.10.2003.

477 T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 25; vgl. auch H.-C- Fricke, RdE 2010, 83, 85 (Fn. 21).

6.9 Streitanfälligkeit und konkrete Anwendung der Regelung (FUER)

Bislang war die Besondere Ausgleichsregelung nur in wenigen Fällen Gegenstand gerichtlicher Entscheidungen[478], wobei sich keine übergreifenden Probleme feststellen lassen bzw. diese sich durch zwischenzeitliche Gesetzesänderungen (insbesondere § 41 Abs. 2a EEG hinsichtlich neu gegründeter Unternehmen) erledigt haben. In den Widerspruchs- und Klageverfahren ging es schwerpunkmäßig um Ablehnungsbescheide wegen Verfristung und vermehrt auch wegen Nichtanerkennung von selbständigen Unternehmensteilen. Bislang war kein Widerspruchs- oder Klageverfahren für die Antragssteller erfolgreich. Widersprüchen wurde nur in den Fällen abgeholfen, in denen die Unternehmen die Ablehnungsgründe durch Nachbesserungen in Absprache mit dem BAFA beheben konnten.

Das BAFA schlägt vor, das Zertifizierungserfordernis aus dem Katalog des § 41 Abs. 1 EEG zu streichen und an anderer Stelle, außerhalb des Katalogs der im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr vorliegenden Tatsachen, zu regeln, da es nur darauf ankommt, dass die Unternehmen entsprechende Zertifizierungen vor Antragstellung jährlich vornehmen, nicht aber im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr. Letzteres bedeute für viele Unternehmen ein Problem, wenn diese erst nach dem Geschäftsjahr feststellen, dass sie die sonstigen Voraussetzungen der Besonderen Ausgleichsregelung erfüllen. Dann könnte jedoch kein Antrag mehr gestellt werden, da die Zertifizierung nicht vorgenommen wurde und nicht nachgeholt werden könne.

Die als Ausschlussfrist ausgestaltete Antragsfrist nach § 43 Abs. 1 Satz 1 EEG hat für das BAFA große Bedeutung und ermöglicht die Bearbeitung der Anträge in der zweiten Jahreshälfte. Unvollständige Anträge und Wiedereinsetzungen würden ohne die Ausschlussfrist zu erheblichen Verzögerungen führen und das BAFA bei der bestehenden Personalkapazität in erhebliche Probleme bei der Antragsbearbeitung bringen. Zudem erscheint es zweifelhaft, ob sich bei einer Ausgestaltung der Frist als normale Verwaltungsfrist tatsächlich Veränderungen ergeben würden, da auch dann nur eine Nachholung von Handlungen möglich ist, wenn diese unverschuldet unterblieben waren, § 32 Abs. 1 VwVfG. Die spätere Antragsfrist für neu gegründete Unternehmen nach § 43 Abs. 2 EEG führt bislang zu keinen Problemen und wird vom BAFA als sinnvoll erachtet, insbesondere da auf das Rumpfgeschäftsjahr abgestellt wird.

Der Verzicht auf den EVU-Nachweis (§ 16 Abs. 2 Satz 2 EEG 2004) wird vom BAFA als Erleichterung insbesondere im Widerspruchs- und Klage-

[478] Siehe etwa VGH Kassel, Urt. v. 14.10.2009 – 6 A 1002/08 (Ausschlussfrist bei neu gegründete Unternehmen); VG Frankfurt a.M, Urt. v. 06.11.2008 – 1 E 4365/07 (Verhältnis Stromkosten zur Bruttowertschöpfung); VG Frankfurt a.M, Urt. v. 13.05.2004 – 1 E 54/04 (zeitlicher Geltungsbereich); VG Frankfurt a.M, Urt. v. 13.03.2008 – 1 E 1303/07 (junge Unternehmen); VG Frankfurt a.M., Urt. v. 16.03.2006 – 1 E 1542/05 (Ausschlussfrist); VGH Kassel, Beschl. v. 13.07.2006 – 6 UZ 1104/06; VG Frankfurt a.M., Urt. v. 12.02.2009 – 1 K 1463/08.F (Ausschlussfrist).

verfahren bewertet, da für eine Weitergabe dieser Unterlagen im Widerspruchs- oder Klageverfahren nicht mehr die Zustimmung der EVU erforderlich ist bzw. eine Verweigerung der Einsicht nicht mehr verlangt werden könne. Die leicht missverständliche Formulierung des § 41 Abs. 1 Nr. 1 EEG habe aber dazu geführt, dass die Wirtschaftsprüferbescheinigungen häufig um die EEG-Strommengen ergänzt werden müssten. Außerdem sei den Unternehmen oft unklar, wie die EEG-Strommenge zu ermitteln wäre. Je nach Vertragskonstellation sei diese nicht in der Rechnung enthalten. Nach Ansicht des BAFA wird sich diese Problematik aber spätestens ab 2011 entschärfen, da dann nur noch die EEG-Umlage nachzuweisen ist, § 6 Abs. 1 Nr. 2 AusglMechV, die üblicherweise in den Rechnungen enthalten sei.

Angesichts der häufig nur sehr eingeschränkten Aussagekraft von Wirtschaftsprüferbescheinigungen nach § 41 Abs. 2 EEG verlangt das BAFA inzwischen standardmäßig die Vorlage der geprüften Jahresabschlüsse der Unternehmen, um die Berechnungen hinreichend überprüfen zu können. Dies sollte aus Sicht des BAFA gesetzlich vorgeschrieben werden, wenngleich es auch Unternehmen gibt, die keine Jahresabschlüsse erstellen (müssen) oder zum Zeitpunkt der Antragstellung über lediglich (noch) ungeprüfte Jahresabschlüsse verfügen.

6.10 Erhöhte Missbrauchsgefahr (FUER)

Bisherige Erfahrungen des BAFA zeigen, dass die Besondere Ausgleichsregelung zunehmend anfällig für Missbrauch ist. Es treten vermehrt Vertragskonstruktionen auf, die allein darauf abzielen, die Antragsvoraussetzungen der §§ 40 ff. EEG (Bruttowertschöpfung etc.) und damit die Antragsbefugnis zu erfüllen. So lassen sich neben schein-produzierenden Unternehmen (Contracting) auch „virtuelle“ oder „abgeschnittene“ Unternehmensteile finden, die nicht der Unternehmensrealität entsprechen. Weiterhin werden zur Erfüllung der Bruttowertschöpfung bzw. dem Stromkostenanteil von den Antragstellern fehlerhafte Positionen unter „sonstige Kosten“ zusammengefasst, Produktionsgesellschaften konstruiert, periodenfremde Aufwendungen eingebracht, Contracting-Modelle verwendet oder mehrere Betriebsgelände zu einer Abnahmestelle zusammengerechnet. Durch eine stark steigende EEG-Umlage wird diese Entwicklung zudem noch verstärkt. Neben den vom BAFA entwickelten Merkblättern[479] sollte den zunehmenden Missbrauchsversuchen durch eine Ablehnungsbefugnis des BAFA begegnet werden. Durch diese Befugnis würde das BAFA in die Lage versetzt werden, Anträge in Missbrauchsfällen – also Begrenzungsbegehren die nicht dem Zweck des Erhalts der internationalen Wettbewerbsfähigkeit dienen[480] – abzulehnen, ähnlich wie dies auch in

[479] Vgl. BAFA, Merkblätter zur Besonderen Ausgleichsregelung, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/merkblaetter/index.html.

[480] Vgl. zur Parallele im Umweltinformationsgesetz O. Reidt/G. Schiller, in: R. von Landmann/G. Rohmer, Umweltrecht (Hrsg.), Bd. III, 58. EL 2010, § 8 UIG Rn. 54.

anderen Gesetzen mit erhöhter Missbrauchsgefahr zu finden ist[481]. Der Zweck der Besonderen Ausgleichsregelung, dass das Unternehmen in einer besonderen internationalen Wettbewerbssituation steht und daher geschützt werden soll, würde im Antragsverfahren damit erheblich an Bedeutung gewinnen und könnte vom BAFA als Ablehnungsgrund herangezogen werden. Insofern sollte aus unserer Sicht § 43 EEG – in Anlehnung an § 21 Nr. 3 Wohngeldgesetz[482] – um einen weiteren Absatz entsprechend ergänzt werden:

§ 43 Abs. 4 n.F.: Ein Begrenzungsanspruch besteht nicht, soweit die Inanspruchnahme missbräuchlich wäre, insbesondere bei künstlich geschaffenen Unternehmensstrukturen, die lediglich dem Nachweis der Voraussetzungen der §§ 41 und 42 dienen.

Der Begriff der „selbständigen Teile eines Unternehmens“ nach § 41 Abs. 5 EEG bereitet angesichts seiner Unbestimmtheit in der Verwaltungspraxis erhebliche Probleme und verleitet die Unternehmen zu vielen gesellschaftsrechtlichen Konstruktionen, um die Antragsvoraussetzungen zu erfüllen. Die hierdurch privilegierte Strommenge beträgt jedoch nur etwa 8 Prozent der Gesamtprivilegierung[483]. Die Antragszahlen sind nach der Entwicklung von klaren Maßstäben durch das BAFA (BAFA-Merkblatt) zwar stabil geblieben. Das BAFA plädiert dennoch für die Abschaffung dieser Antragsmöglichkeit. Eine weitere Möglichkeit bestünde in der gesetzgeberischen Präzisierung dieses Begriffs, wie er dem BAFA-Merkblatt zum selbständigen Unternehmensteil zugrunde liegt[484]. Entsprechend könnte aus unserer Sicht der Begriff des selbständigen Unternehmensteils in § 41 Abs. 5 EEG legaldefiniert werden („*Ein selbständiger Unternehmensteil ist die Gesamtheit der in einem Teil des Unternehmens vorhandenen aktiven und passiven Wirtschaftsgüter, die sich auch in organisatorischer Hinsicht wie ein selbständiges Unternehmen darstellen“*). Die weiteren Präzisierungen dieses Begriffs aus dem BAFA-Merkblatt (Betriebliche Funktionsbereiche, Wettbewerbsfähigkeit etc.) sollten in die Gesetzesbegründung einfließen. Diese Voraussetzungen werden zwar vom BAFA bereits jetzt schon von den Unternehmen gefordert, die gesetzliche

---

481 Vgl. etwa § 8 Abs. 2 Nr. 1 UIG: „Soweit ein Antrag offensichtlich missbräuchlich gestellt wurde, ist er abzulehnen…“; § 3 Abs. 4 VIG: „Ein missbräuchlich gestellter Antrag ist abzulehnen“; § 21 Nr. 3 WoGG: „Ein Wohngeldanspruch besteht nicht, soweit die Inanspruchnahme missbräuchlich wäre, insbesondere wegen erheblichen Vermögens“; nach § 5 Abs. 4 AufenthV soll ein Reisepass nicht ausgestellt werden, soweit Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass er missbräuchlich verwendet werden soll.

482 Wohngeldgesetz (WoGG) vom 24. September 2008 (BGBl. I S. 1856), zuletzt geändert durch Gesetz vom 7. Juli 2009 (BGBl. I S. 1707).

483 Nach Angaben des BAFA: Gesamt 2010: 79.551 GWh, Anteil selbständige Unternehmensteile: 6.551 GWh.

484 BAFA, II A 2. Untermerkblatt zum selbstständigen Unternehmensteil Darlegung der Merkmale und Besonderheiten eines selbstständigen Unternehmensteils für Zwecke der Antragstellung nach §§ 40 ff. Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, 21. Mai 2010, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/merkblaetter/untermerkblatt_ii_a_2.pdf.

Definition würde aber zu einer erhöhten Rechtsklarheit und -sicherheit beitragen.

Ein weiteres Missbrauchsproblem liegt in der Weiterleitung von begrenzten Strommengen an Dritte Unternehmen (teilweise Töchterunternehmen) bzw. an andere Unternehmensteile. Da dies die EVU kaum bis überhaupt nicht kontrollieren können und das Verhältnis zwischen Endkunden und EVU von der BNetzA nicht überwacht wird, wären im Rahmen der behördlichen Amtsermittlung nach § 24 Abs. 1 VwVfG eigentlich Vor-Ort-Prüfungen erforderlich. Die Behörden sind bei ihrer Amtsermittlung zur Überprüfung der vorgelegten Unterlagen und abgegebenen Erklärungen auf Richtigkeit und Vollständigkeit verpflichtet, was gerade bei Antragsverfahren eine stichprobenartige Prüfung der Angaben (vor Ort) erforderlich macht[485]. Hierzu sieht sich das BAFA aber angesichts der Personalkapazitäten bislang nicht in der Lage. Gleiches gilt für entsprechende Prüfungen während des laufenden Antragsverfahrens im Hinblick auf selbständige Unternehmensteile, unklare Abnahmestellensituationen oder unklare Unternehmensstrukturen. Die Missbrauchskontrolle war bislang kein Schwerpunkt des BAFA und zählt auch nach dessen Ansicht nicht zu dessen originären Aufgaben.

6.11 Übersicht der Handlungsempfehlungen

Die EEG-Umlage wird auch weiterhin mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien über die Jahre ansteigen. Inwieweit das derzeitige Konzept des EEG-Strom-Verkaufs am Spotmarkt für Strom die EEG-Kosten begrenzt, kann nicht gesagt werden. In Anbetracht der derzeitigen Systematik der Preisermittlung am Day-ahead-Markt – hier werden die relevanten Mengen des Spotmarkt gehandelt – ist mit sinkenden, wenn nicht gar negativen Strompreisen zu rechnen, wenn sich die Nachfrage an diesem Markt nicht entsprechend anpasst. Ob dies gelingen wird – gerade die Stadtwerke und die Industrie kaufen zur Absicherung und Planbarkeit große Mengen am OTC-Markt im Voraus – wird die Zukunft zeigen.

Die derzeitige EEG-Umlage an die Stromendverbraucher liegt in Anbetracht der Umfrageergebnisse am Rande der Akzeptanz. Gleichwohl zeigt die Erfahrung, dass über die Jahre sich diese Grenze auch nach oben hin angepasst hat. Was somit die Zumutbarkeit betrifft, muss seitens der Verbraucher sowie des Gesetzgebers und der Judikative definiert werden.

Angesichts der Ziele des Gesetzes wäre die Kennzahl „Handelsintensität“ als zusätzliche Kenngröße zu favorisieren. Sie scheitert jedoch hinsichtlich der Praktikabilität, wenn sie auf einzelne Unternehmen angewendet werden soll. Auch im Bezug auf Branchen würden weiterhin Unternehmen privilegiert, die teils als alleinige Vertreter der Branche bisher von der BesAR profitieren. Auch wenn dieser Anteil nur gering ist, erscheint die Verwendung derzeit nicht zielführend.

---

[485] F. O. Kopp/U. Ramsauer, VwVfG, 10. Aufl. 2008, § 24 Rn. 10a und 10b.

IZES: 1. Empfehlung: Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung nicht mehr allgemein auf Unternehmen des Produzierenden Gewerbes, sondern auf stromintensive Prozesse in Anlehnung an die Regelung in §9a StromStG.Begründung:Die Fokussierung auf stromintensive Prozesse erlaubt eine stärkere Eingrenzung der Privilegierung und damit eine Verminderung der Umverteilung zwischen privilegierten und nicht- privilegierten Endkunden.

IZES: (Alternative zur 1. Empfehlung) Einschränkung des Produzierenden Gewerbes mit Bezug auf die Branchenklasse „C" gemäß des Statistischen Bundesamts. Begründung: Hierdurch würden die Branchen, die nicht durch das EEG im internationalen Wettbewerb gefährdet wären, herausfallen. Dies betrifft insbesondere Dienstleistungsunternehmen (z. B. Contracting-Unternehmen) und verringert damit die Missbrauchsmöglichkeiten.

IZES: Streichung der oberen Strombezugsschwelle von 100 GWh/a und dadurch Ausdehnung des Eigenanteils („Selbstbehalt") von 10 % auf alle Unternehmen. Die Streichung des Selbstbehalts für die großen Stromverbraucher entschärft den willkürlichen Schwellenwert von 100 GWh und verhindert Wettbewerbsverzerrungen gegenüber Endkunden mit einem leicht geringeren Stromverbrauch, ohne diese Unternehmen im internationalen Wettbewerb über Gebühr zu belasten.

IZES: (Ergänzung zu 1.)Aufhebung der unteren Grenze von 10 GWh. Begründung:Wenn der Pool der Privilegierten auf die oben genannten Prozesse des §9a StromStG begrenzt wird, entsteht ein zusätzlicher Umverteilungsspielraum. Dieser könnte genutzt werden, um die untere Eingangsschwelle aufzuheben. Da Bezugsschwellen – gleich welcher Höhe – immer eine Schlechterstellung der darunterliegenden Unternehmen der gleichen Branche darstellen, empfehlen wir die vollständige Aufhebung der unteren Grenze. Die Grenze ergibt sich dann aus den jeweiligen Kosten für die Antragsstellung.

IZES: (Ergänzung zur Alternative) Absenkung der unteren Grenze auf 5 GWh und Einführung eines Stufenmodells Begründung:Sofern nur eine Eingrenzung auf die Branchenklasse „C" möglich ist, bedarf es weiterhin einer unteren Grenze, um zum einen weiterhin auf eine Abnahmestelle – und nicht auf den gesamten Stromverbrauch der Unternehmens – abstellen und zum anderen die Umlage zwischen den Endverbrauchern begrenzen zu können. Wird diese untere Grenze z. B. auf 1 GWh nach unten verschoben, plädieren wir für ein Stufenmodell (stufenweise Absenkung des Eigenanteils auf 10 % bis 10 GWh/a) statt einer harten Grenze, um Anreize, den Verbrauch zur Erlangung der Privilegierung zu erhöhen, abzuschwächen.

IZES: Koppelung des spezifischen Beitrags privilegierter Unternehmen an die Entwicklung der EEG-Umlage für die nicht-privilegierten Endkunden. Begründung: Der im Jahr 2003 mit der damaligen EEG-Novelle eingeführte privilegierte Beitrag von 0,05 ct/kWh korrespondierte

seinerzeit mit einer EEG-Umlage von rund 0,49 ct/kWh, also rund einem Zehntel. Mittlerweile beträgt die EEG-Umlage mehr als 2 ct/kWh bei einem Anstieg im nächsten Jahr auf über 3,5 ct/kWh. Diese Entwicklung sollte sich bei den privilegierten Endkunden widerspiegeln, um die Schere nicht zu weit auseinanderklaffen zu lassen. Eine Anhebung der privilegierte EEG-Umlage auf mindestens 0,35 ct/kWh ist daher geboten und sollte jährlich angepasst werden.

FUER: Deutlichere Trennung zwischen Tatbestandsmerkmalen (Satz 1) und bloßem Gesetzeszweck (Satz 2), indem die Vereinbarkeitsgrenze aus Satz 2 in den Satz 1 integriert wird (siehe 6.6.2.4)

FUER: Vereinbarkeitsgrenze – zumindest in der Gesetzesbegründung – deutlicher als zu prüfende Tatbestandsvoraussetzung formulieren (siehe 6.6.2.4 und 6.8.1.3)

FUER: Im Rahmen der Vereinbarkeitsgrenze ist die **Summe der kumulierten Entlastungsentscheidungen** zugrunde zu legen und deren Belastungswirkung auf die nichtprivilegierten Stromverbraucher zu beurteilen (siehe 6.8.1.3); außerdem kann das BAFA über dieses Erfordernis Missbrauchsfälle vom Anwendungsbereich der Besonderen Ausgleichsregelung ausschließen („Wahrung des Verursachungsprinzips“) (siehe 6.6.2.4.2)

FUER: Merkmal der Gefährdung der Gesetzesziele in Satz 2 mangels eigenständiger Bedeutung streichen (siehe 6.6.2.3)

FUER: Ausgehend von den obigen Empfehlungen der Vorschlag für § 40 Abs. 1 n.F.:

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle begrenzt auf Antrag für eine Abnahmestelle den Anteil der EEG-Umlage nach § 37 i.V.m. § 3 AusglMechV, der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, die stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen sind, weitergegeben wird, soweit die Begrenzung aller Unternehmen mit den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist. Die Begrenzung erfolgt, um die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten.

FUER: Ausschluss von Contracting-Unternehmen durch eine Gesetzesänderung (siehe 6.6.3)

FUER: Aus verfassungsrechtlichen Gründen: zielgenauere Ausgestaltung. Die Besondere Ausgleichsregelung muss auf Unternehmen/Branchen begrenzt werden, die – orientiert etwa an der Handelsintensität – tatsächlich in einer besonderen internationalen Wettbewerbssituation stehen (siehe 6.8.1.2)

FUER: Aus verfassungsrechtlichen Gründen: weitere Begrenzung der Mehrbelastung. Je geringer die Mehrbelastung der nichtprivilegierten

Stromverbraucher durch die §§ 40 ff. EEG ist, desto verhältnismäßiger ist der Grundrechtseingriff. Zudem wird dadurch die Ungleichbehandlung geringer und die Typisierungsmöglichkeit für den Gesetzgeber größer. Die Umverteilung durch die Besondere Ausgleichsregelung ist daher zu begrenzen; dies sollte unter der Berücksichtigung der vom Gesetzgeber gewollten Planungssicherheit für die Unternehmen erfolgen (z. B. durch Einschränkung des Begünstigtenkreises, Einschränkung auf stromintensive Prozesse und Verfahren in Anlehnung an § 9a StromStG, Erhöhung des Selbstbehalts, Erhöhung der Antragsvoraussetzungen, Erhöhung der 0,05 Cent-Begrenzung etc.) (siehe 6.8.1.3)

FUER: Aus europarechtlichen Gründen: Es sollte geprüft werden, ob umweltschützende Regelungsansätze geschaffen oder weiterentwickelt werden können, z. B. durch Schaffung von Sanktionsmöglichkeiten in § 41 Abs. 1 Nr. 4 EEG und/oder eine Verknüpfung des Begrenzungsanspruchs mit zwingenden Klima- und Umweltschutzmaßnahmen der Unternehmen (z. B. Strom- und Energieeinsparungen, erhöhter Immissionsschutz etc.) (siehe 6.8.2.2.2 und 6.8.2.4)

FUER: Zertifizierungserfordernis aus dem Katalog des § 41 Abs. 1 EEG streichen und an anderer Stelle, außerhalb des Katalogs der im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr vorliegenden Tatsachen, regeln (siehe 6.9)

FUER: Gesetzliche Pflicht zur Vorlage von geprüften Jahresabschlüssen der Unternehmen in § 41 Abs. 2 EEG aufnehmen (siehe 6.9)

FUER: Zur Beschränkung von Missbrauchsfällen sollte § 43 EEG um eine Ablehnungsbefugnis des BAFA ergänzt werden (siehe 6.10): *§ 43 Abs. 4 n.F.: Ein Begrenzungsanspruch besteht nicht, soweit die Inanspruchnahme missbräuchlich wäre, insbesondere bei künstlich geschaffenen Unternehmensstrukturen, die lediglich dem Nachweis der Voraussetzungen der §§ 41 und 42 dienen.*

FUER: Der Begriff des selbständigen Unternehmensteils sollte in § 41 Abs. 5 EEG legaldefiniert und weitere Präzisierungen in die Gesetzesbegründung mit aufgenommen werden (siehe 6.10): *§ 41 Abs. 5 EEG n.F.: Die Absätze 1 bis 4 gelten für selbständige Teile des Unternehmens entsprechend. Ein selbständiger Teil des Unternehmens ist die Gesamtheit der in einem Teil des Unternehmens vorhandenen aktiven und passiven Wirtschaftsgüter, die sich auch in organisatorischer Hinsicht wie ein selbständiges Unternehmen darstellen.*

FUER: Das BAFA sollte in die Lage versetzt werden, in Missbrauchs-Verdachtsfällen gegebenenfalls Vor-Ort-Prüfungen (Inaugenscheinnahme, Einsicht in Bücher, örtliche Gegebenheiten) durchführen zu können (siehe 6.10)

7 AP 7 Doppelvermarktungsverbot (BBH)

7.1 Inhalt und Umfang des Doppelvermarktungsverbots

Das Doppelvermarktungsverbot ist im EEG in § 56 geregelt.

7.1.1 § 56 Abs. 1 EEG

Nach § 56 Abs. 1 EEG ist der mehrfache Verkauf von Strom aus Erneuerbaren Energien unzulässig. Die Regelung bezieht sich nicht allein auf nach dem EEG vergütungsfähigen Strom nach den §§ 16 bis 33 EEG, sondern auch auf den gesamten Strom aus Erneuerbaren Energien, der nicht die Vergütungsvoraussetzungen des EEG erfüllt.[486]

7.1.1.1 Regelungsgehalt von § 56 Abs. 1 EEG

Die zentrale Regelung, wonach Strom aus Erneuerbaren Energien nicht mehrfach verkauft werden darf, erscheint auf den ersten Blick selbstverständlich, denn der Strom steht ja auch nur einmal physisch zur Verfügung. Allerdings findet die Lieferung von Strom vom Anlagenbetreiber zum Endkunden in aller Regel nicht physisch statt, sondern über Bilanzkreise. Hier kann eine doppelte Vermarktung des Stroms daraus resultieren, dass der Strom aus einer EEG-Anlage in mehrere Bilanzkreise eingestellt wird.

Eine mehrfache Einstellung in Bilanzkreise kann zunächst darüber erfolgen, dass die Strommengen mehrfach in verschiedene Bilanzkreise gebucht werden. Dies führt jedoch dazu, dass im Gesamtsystem mehr Strommengen eingestellt werden, als tatsächlich erzeugt werden. Dies verhindern grundsätzlich die Regelungen zur Abwicklung von Stromlieferungen über Bilanzkreise.[487] Eine mehrfache Einstellung von Strom aus EEG-Anlagen in Bilanzkreise kann aber auch so erfolgen, dass die gesamte Strommenge im System nicht erhöht wird. So kann etwa ein Stromhändler, in dessen Bilanzkreis die EEG-Anlage eingespeist hat, die Strommengen aus dem Bilanzkreis mehrfach als Strommengen aus einer EEG-Anlage weiter verkaufen. Dies soll an folgendem Beispiel verdeutlicht werden: Ein Händler, der einen Bilanzkreis führt, bezieht 50 MWh Grünstrom aus einer Erneuerbare-Energien-Anlage Anlage und zudem 150 GWh sonstigen Strom. Der Händler liefert aus diesem Bilanzkreis jeweils 50 GWh Strom an vier verschiedene Weiterverteiler weiter. Der Händler könnte nunmehr gegenüber allen Abnehmern behaupten, dass es sich bei der Strommenge um Strom aus Erneuerbaren Energien handelt, indem er gegenüber jedem einzelnen Erwerber nachweist, dass er 50 GWh Strom

---

[486] In der Gesetzesbegründung zum EEG, BT-Drs. 16/8148, S. 73, heißt es, dass das Doppelvermarktungsverbot auch für diejenigen Anlagenbetreiber gerechtfertigt ist, deren Strom nicht nach diesem Gesetz vergütet wird.

[487] Siehe §§ 4 ff. Stromnetzzugangsverordnung.

aus einer Erneuerbare-Energien-Anlage bezogen hat. Ein solches Verhalten wäre gemäß § 56 Abs. 1 EEG jedoch unzulässig.

Neben einer mehrfachen Vermarktung des Stroms soll § 56 Abs. 1 EEG allerdings auch verhindern, dass die „grüne Eigenschaft“ des Stroms mehrfach vermarktet wird. Selbst wenn der Strom an sich nur einmal vermarktet wird, ist es möglich, dass die grüne Eigenschaft des Stroms, die von der eigentlichen Stromlieferung abgespalten wird, mehrfach vermarktet wird. Eine solche mehrfache Vermarktung der grünen Eigenschaft des Stroms kann vor allem darüber erfolgen, dass der Strom zum Einen als Grünstrom verkauft wird oder nach dem EEG vergütet und zum Anderen ein Nachweis über den Strom als Grünstrom veräußert wird. Dieses Verhalten verbietet § 56 Abs. 2 EEG für Anlagenbetreiber, wenn Anlagenbetreiber eine EEG-Vergütung beanspruchen.

Wie die Gesetzesbegründung eindeutig ausführt, ist es ein wesentliches Ziel des § 56 EEG, die mehrfache Vermarktung der grünen Eigenschaft des Stroms zu verhindern.[488] Diese Zielsetzung der Regelung wird zwar aus dem Wortlaut der Vorschrift nicht unmittelbar deutlich. Eine weitere Klarstellung des Wortlauts erscheint angesichts des unbestrittenen Inhalts und Zwecks der Regelung aber nicht erforderlich.

7.1.1.2 Doppelvermarktung und Verkauf in einer Lieferkette

Mit dem Doppelvermarktungsverbot soll die mehrfache Vermarktung der grünen Eigenschaft des Stroms verhindert werden. Dies bedeutet insbesondere, dass der Anlagenbetreiber einer Erneuerbare-Energien-Anlage die grüne Eigenschaft des Stroms nicht an mehrere Lieferanten oder Endkunden verkaufen darf. Fraglich ist, ob auch der mehrfache Verkauf der Grünstromeigenschaft innerhalb einer Verkaufskette vom Doppelvermarktungsverbot erfasst ist.

Bei einem Verkauf des Stroms in einer aus mehreren Beteiligten bestehenden Kette vom Erzeuger des Stroms zum Endverbraucher findet bei jedem einzelnen Verkaufsvorgang eine Veräußerung der Grünstromeigenschaft statt. Damit findet im Hinblick auf die grüne Eigenschaft des Stroms eine mehrfache Vermarktung der Grünstromeigenschaft statt. Darin könnte eine nach dem Wortlaut des § 56 Abs. 1 EEG verbotene mehrfache Vermarktung des Stroms bzw. der Grünstromeigenschaft bestehen.

Wenn in einer Kette Grünstrom vermarktet wird, wird die grüne Eigenschaft des Stroms zwangsläufig mehrfach vermarktet. Denn bei jedem Verkaufsvorgang wird die grüne Eigenschaft des Stroms veräußert. § 56 EEG soll jedoch nicht generell den Verkauf von Grünstrom über eine Kette mehrerer Beteiligter vom Anlagenbetreiber über Stromhändler zum Endkunden verbieten. Aus diesem Grund muss es auch zulässig sein, die

[488] Gesetzesbegründung zum EEG, BT-Drs. 16/8148, S. 73: „Die Vorschrift … soll verhindern, dass die positiven Umwelteigenschaften des Stroms aus Erneuerbaren Energien … mehrfach entlohnt werden.“

grüne Eigenschaft des Stroms in einer Kette mehrfach zu verkaufen, solange die grüne Eigenschaft von einem Beteiligten jeweils nur einmal vermarktet wird.

Dass das EEG selbst von einer Vermarktung des Grünstroms über eine Verkaufskette ausgeht, zeigt außerdem auch § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG, der den Verkauf von nach dem EEG vergütungsfähigem Grünstrom durch Stromversorgungsunternehmen regelt. Der mehrfache Verkauf der grünen Eigenschaft des Stroms in einer Verkaufskette vom Erzeuger des Stroms zum Verbraucher ist demgemäß nicht vom Doppelvermarktungsverbot erfasst.[489]

Demgemäß kann die grüne Eigenschaft des Stroms in einer Kette mehrfach vermarktet werden, und zwar durch jeden Beteiligten in einer Verkaufskette einmal. Eine nach § 56 EEG unzulässige Doppelvermarktung liegt nur dann vor, wenn die grüne Eigenschaft von einem Beteiligten mehrfach vermarktet wird.

7.1.1.3 Doppelvermarktung und Strom aus dem Ausland

§ 56 EEG verbietet die mehrfache Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Allgemeinen. Daraus könnte man entnehmen, dass sich die Regelung auch auf Strom aus dem Ausland beziehen könnte. Allerdings gilt das EEG gemäß § 2 im Allgemeinen nur für den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Geltungsbereich des Gesetzes) sowie für die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms. Daraus wird deutlich, dass sich die Regelungen des Gesetzes auf Strom aus Anlagen im Bundesgebiet – bzw. der ausschließlichen Wirtschaftszone – beziehen. Auch § 56 EEG, der sich auf die Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Allgemeinen bezieht, dürfte demgemäß für Strom aus dem Ausland wohl nicht anwendbar sein.

Es ist daher fraglich, ob für Strom aus dem Ausland eine Doppelvermarktung aufgrund der bestehenden Regelungen wirksam ausgeschlossen werden kann. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (im Folgenden EE-RL 2009)[490] enthält – im Hinblick auf Strom aus anderen EU-Mitgliedstaaten – hierzu keine abschließenden Regelungen. Zwar müssen die Mitgliedstaaten sicher stellen, dass Herkunftsnachweise nur einmal ausgestellt werden. Allerdings wird dadurch nicht sicher ausgeschlossen, dass über andere Nachweissysteme – etwa in Form von Grünstromzertifikaten durch andere Anbieter – eine mehrfache Verwertung der Grünstromeigenschaft des Stroms erfolgen kann.

---

489 *Kahle* in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 56 Rn. 9; *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 56 Rn. 5; *Sösemann* in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. (im Erscheinen), § 56 Rn. 8.

490 Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

7.1.2 § 56 Abs. 2 EEG – Weitergabe von Nachweisen

§ 56 Abs. 2 EEG konkretisiert das Doppelvermarktungsverbot dahingehend, dass die Weitergabe von Nachweisen durch den Anlagenbetreiber unzulässig ist, wenn die EEG-Vergütung beansprucht wird. § 56 Abs. 2 EEG bezieht sich damit auf den Veräußerungsvorgang des Stroms durch den Anlagenbetreiber. Weitere Verkaufsvorgänge in einer möglichen Veräußerungskette sind von § 56 Abs. 2 EEG nicht erfasst. Inwieweit § 56 Abs. 2 EEG dabei einen eigenen Regelungsgehalt gegenüber § 56 Abs. 1 EEG hat, könnte zweifelhaft sein. Denn eine doppelte Vermarktung, wie sie Abs. 1 verbietet, kann bei einer gleichzeitigen Inanspruchnahme der EEG-Vergütung letztlich wohl immer nur über die Weitergabe von irgendwelchen Nachweisen erfolgen. Das Verbot in Abs. 2 ist damit wohl weitgehend bereits von Abs. 1 erfasst. Ein besonderer Regelungsgehalt besteht aber jedenfalls in der Sanktion eines Wegfalls der EEG-Vergütung bei einer sonstigen Vermarktung der Grünstromeigenschaft.

§ 56 Abs. 2 EEG verbietet für Erneuerbare-Energien-Anlagen die gleichzeitige Inanspruchnahme einer Vergütung nach dem EEG und die Weitergabe von Nachweisen. Die Weitergabe von Nachweisen ist allerdings dann zulässig, wenn der Strom zwar gemäß § 8 Abs. 1 EEG vorrangig abzunehmen und die Anlage nach § 5 EEG vorrangig an das Netz anzuschließen ist, aber eine Vergütung nach dem EEG nicht gezahlt wird.[491] Denn das Doppelvermarktungsverbot bezieht sich nur auf die zusätzliche Inanspruchnahme von Vergütungen, wenn der Strom bereits über die EEG-Vergütung vergütet wurde. Solange die Anlagen den Strom direkt vermarkten und keine Vergütung nach dem EEG beanspruchen, sind sie grundsätzlich berechtigt, den Strom als Grünstrom zu vermarkten und Nachweise weiterzugeben, auch wenn die Anlagen vom vorrangigen Netzanschluss und von der vorrangigen Abnahme und Übertragung profitieren.

Welche Arten von Nachweisen durch § 56 Abs. 2 EEG erfasst sind, ist dem Gesetz nicht unmittelbar zu entnehmen. Nach der Gesetzesbegründung sollen darunter alle Arten von Nachweisen fallen, die Anlagenbetreiber für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas erhalten (einschließlich so genannter Grünstrom-Zertifikate). In der Rechtsliteratur werden keine weiteren Ausführungen zum Begriff der Nachweise gemacht.

7.1.2.1 Herkunftsnachweise und § 56 Abs. 2 EEG

§ 56 Abs. 2 EEG bezieht sich zum Ersten insbesondere auch auf Herkunftsnachweise nach § 55 EEG. Ein Herkunftsnachweis darf von einem Anlagenbetreiber nur dann weiter gegeben werden, wenn er keine EEG-Vergütung in Anspruch genommen hat. Durch das „Europarechtsanpas-

[491] Anders wohl *Kahle* in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 56 Rn. 8.

sungsgesetz Erneuerbare Energien“ (im Folgenden: EAG EE)[492] ist § 55 an die Vorgaben der EE-RL 2009 angepasst worden. § 55 EEG regelt nunmehr die inhaltlichen Vorgaben und die Art und Weise der Ausstellung und Entwertung und wird damit an die europarechtlichen Vorgaben aus Art. 15 EE-RL 2009 angepasst. Außerdem ist vorgesehen, dass in Deutschland auch Herkunftsnachweise aus anderen europäischen Mitgliedstaaten anerkannt werden müssen.

Die Regelungen im § 55 EEG n.F. zum Herkunftsnachweis haben jedoch keine unmittelbaren Auswirkungen auf das Doppelvermarktungsverbot. Insbesondere bleibt die Regelung erhalten, dass Herkunftsnachweise vom Anlagenbetreiber nicht weitergegeben dürfen, wenn eine Vergütung nach dem EEG in Anspruch genommen wurde.

7.1.2.2 Grünstromzertifikate und § 56 Abs. 2 EEG

Neben Herkunftsnachweisen gemäß § 55 EEG kann eine Vermarktung von Strom als Grünstrom aber auch über sonstige Nachweise erfolgen, die vielfach als Grünstromzertifikate bezeichnet werden. In der durch das EAG EE geänderten Fassung des § 56 Abs. 2 EEG wird dies nunmehr klargestellt, indem darauf verwiesen wird, dass auch „alle sonstigen Nachweisen, die die Herkunft des Stroms belegen“, zum Wegfall des Anspruchs auf die EEG-Vergütung führen.[493] Daraus wird deutlich, dass andere Nachweise als Herkunftsnachweise grundsätzlich geeignet sind, die Herkunft von Strom aus Erneuerbaren Energien nachzuweisen.

Das EEG verbietet lediglich eine mehrfache Vermarktung des Stroms als Grünstrom. Anforderungen an den Inhalt oder die Formalien für Grünstromzertifikate enthält das EEG demgegenüber nicht. Das EEG enthält auch generell keine Vorgaben über die Art und Weise der Grünstromvermarktung, insbesondere über die Qualität des als Grünstrom vermarkteten Stroms. Schranken für die Möglichkeiten der Grünstromvermarktung können sich allerdings unter Umständen aus dem Verbraucherschutzrecht und aus dem Wettbewerbsrecht (UWG) ergeben.

Ob die bestehenden rechtlichen Schranken ausreichen, um einen ausreichenden Schutz des Verbrauchers bei der Vermarktung von Grünstrom zu gewährleisten und eine hinreichende Transparenz über die Qualität des Stroms herzustellen, kann an dieser Stelle nicht im Einzelnen beurteilt werden. Es wird allerdings zu bedenken gegeben, dass die Vielfalt verschiedener Grünstromprodukte mit sehr unterschiedlich strengen Qualitätsanforderungen dazu führt, dass es für den energiewirtschaftlich wenig vorgebildeten Kunden nur schwierig durchschaubar ist, ob das gewählte Grünstromprodukt den gewünschten ökologischen Effekt hat. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, die Vorgaben für den Inhalt und die

---

[492] Siehe BR-Drs. 647/10.

[493] Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE), BR-Drs. 647/10, S. 9.

Qualität einer Grünstromvermarktung zu vereinheitlichen und gegebenenfalls auch ein einheitliches Label zu schaffen. Dieses Ziel kann auch darüber erricht werden, dass die von der zuständigen Stelle nach § 55 ausgestellten Herkunftsnachweise exkusiv als Nachweise über die Lieferung von Grünstrom anerkannt werden.

7.1.2.3 CO_2-Zertifikate und § 56 Abs. 2 EEG

Nach einer Auffassung in der Literatur sollen zudem auch CO_2-Zertifikate als Nachweise im Sinne des § 56 Abs. 2 EEG gelten.[494] Demnach läge auch bei einer Weitergabe von CO_2-Zertifikaten durch einen EEG-Anlagenbetreiber eine Doppelvermarktung vor.

Allerdings sind CO_2-Zertifikate für EEG-Anlagen grundsätzlich ohnehin nicht relevant, da nach § 2 Abs. 5 TEHG Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG, die ausschließlich Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, nicht dem TEHG unterliegen. Anlagen, die teilweise Erneuerbare Energien einsetzen, unterfallen im Umkehrschluss allerdings dem TEHG. Da es für diese Anlagen jedoch aufgrund des Ausschließlichkeitsprinzips in § 16 EEG grundsätzlich keine EEG-Vergütung gibt, ist § 56 Abs. 2 EEG für diese Anlagen nicht relevant.

Eine Änderung dieser Rechtslage ergibt sich auch nicht durch die geplante TEHG-Novelle[495] Nach § 2 Abs. 5 Nr. 2 TEHG-E sollen zwar nunmehr nur noch die Anlagen, die nur für Biomasse genehmigt sind, vom Anwendungsbereich des TEHG ausgenommen werden.[496] Damit werden Anlagen nicht vom TEHG ausgenommen, die jedenfalls auch für andere Stoffe genehmigt sind. Eine Doppelförderung über die Zurverfügungstellung von Zertifikaten und die Auszahlung der EEG-Vergütung scheidet jedoch auch für diese Anlagen aus. Denn zum Ersten ist nach der TEHG-Novelle vorgesehen, dass die Zuteilung von Emissionszertifikaten für die Stromerzeugung nicht mehr kostenlos erfolgen wird. Zum Zweiten soll mit der TEHG-Novelle eine Änderung des EEG erfolgen, wonach bei der Zuteilung von Emissionszertifikaten für die Wärmeerzeugung der KWK-Bonus reduziert wird.

7.2 Überwachung des Doppelvermarktungsverbots

§ 56 EEG gehört nicht zu den Vorschriften in § 61 EEG, welche die Bundesnetzagentur überwacht und bei deren Verstoß demgemäß ein förmliches Verfahren gemäß §§ 65 ff. EnWG eingeleitet werden kann. Ein Ver-

---

494 *Kahle* in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 56 Rn. 17.

495 Entwurf eines „Gesetzes zur Anpassung der Rechtsgrundlagen für die Fortentwicklung des Emissionshandels“.

496 Anlagen, bei denen nach ihrer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung außer für An- und Abfahrvorgänge als Brennstoff nur Biomasse im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 Buchstabe e der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG eingesetzt werden darf,

stoß gegen § 56 EEG ist jedoch nach § 62 EEG bußgeldbewehrt. Nach § 62 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Abs. 2 EEG kann die Bundesnetzagentur eine Geldbuße von bis zu hunderttausend € bei einem Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot verhängen.[497]

§ 56 EEG gilt außerdem als Verbraucherschutzgesetz im Sinne des Unterlassungsklagegesetzes (UKlaG).[498] Demgemäß können „qualifizierte Einrichtungen", also im Wesentlichen Verbraucherschutzverbände, gegen ein Unternehmen, das gegen § 56 EEG verstößt, auf Unterlassung klagen.

Daneben können Sanktionen bei einem Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot auf zivilrechtlichem Wege erfolgen. So können gegen Personen, die Strom doppelt als Grünstrom vermarktet haben, zivilrechtliche Rückabwicklungsansprüche bestehen. Sofern der Strom als Grünstrom vermarktet wurde, obwohl der Strom bereits gegenüber einer anderen Person als Grünstrom verkauft wurde, kommen zunächst Ansprüche gemäß § 812 BGB in Betracht. Daneben kommen vertragliche Schadensersatzansprüche sowie gegebenenfalls Ansprüche nach § 823 BGB i.V.m. § 263 StGB in Betracht. Strafrechtlich kommt unter Umständen die Verwirklichung des Betrugstatbestands nach § 263 Abs. 1 StGB in Frage, wenn Strom als Grünstrom verkauft wurde, obwohl der Grünstrom bereits an eine andere Person verkauft wurde.

Ob und inwieweit im Bereich der Doppelvermarktung Missbrauchsfälle tatsächlich aufgetreten sind und ob es im Rahmen der Überwachung Verfahren gegen EVU gab, ist dem Konsortium nicht bekannt, ist aber auch nicht detailliert untersucht worden. Insoweit bestehen aber jedenfalls nach unserer Auffassung keine zwingenden Anhaltspunkte, die Kontroll- und Überwachungsmechanismen zur Verhinderung einer Doppelvermarktung zu verschärfen.

Sollte sich jedoch zeigen, dass im Bereich der Doppelvermarktung zunehmend Missbrauchsfälle auftreten und demgemäß die bestehenden Kontroll- und Überwachungsinstrumente im EEG nicht ausreichen, kämen etwa die folgenden Möglichkeiten für eine Verschärfung der Überwachungsmechanismen in Betracht:

- § 56 EEG könnte in die Normen in § 61 EEG aufgenommen werden, die die Bundesnetzagentur überwacht.
- Um bei der Vermarktung eine doppelte Veräußerung des Stroms in verschiedene Bilanzkreise auszuschließen, könnte die Zulässigkeit der Vermarktung als Grünstrom an die Lieferung über besondere Grünstrombilanzkreise geknüpft werden, in denen nur Grünstrommengen eingebracht werden dürften. Darüber würde gewährleistet, dass vom Anfang der Handelskette an der Erneuerbare-Energien-Anlage bis zum Ende der Kette an der Entnahmestelle eine doppelte Lieferung von grünem Strom in andere Bilanzkreise stattfinden könnte.

---

497 Siehe dazu auch siehe auch *Kahle* in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 56 Rn. 21.

498 Siehe § 2 Nr. 9 Unterlassungsklagegesetz (UKlaG).

- Sofern ein Bedarf nach stärkerer Überwachung bei der Verhinderung der Doppelvermarktung durch die Ausstellung von Grünstromzertifikaten bestehen sollte, könnte die Ausstellung von Zertifikaten außerhalb der Herkunftsnachweise gemäß § 55 EEG stärker reglementiert werden, um eine Ausstellung dieser Zertifikate auszuschließen, wenn bereits eine Vermarktung als Grünstrom stattgefunden hat.

7.3 Doppelvermarktung und Bereitstellung von Regelenergie

Für die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen sollen zukünftig die Möglichkeiten verbessert werden, am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Dabei ist fraglich, ob durch die Bereitstellung von Regelenergie durch Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber eine nach § 56 EEG unzulässige Doppelvermarktung erfolgt.

Das Problem der Doppelvermarktung tritt vorrangig nur dann auf, wenn der Strom aus der entsprechenden Anlage nach dem EEG vergütet wird. Wenn der Strom direkt vermarktet wird, steht es dem Anlagenbetreiber grundsätzlich frei, den Strom als Regelenergie oder als sonstigen Strom zu vermarkten. Es muss lediglich gewährleistet werden, dass ganz allgemein der Strom bzw. die grüne Eigenschaft des Stroms nicht an mehrere Personen veräußert wird. Eine besondere Vermarktung von Regelenergie aus Erneuerbaren Energien ist nach den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen jedoch ohnehin nicht möglich.

Bei Anlagen, die nach dem EEG vergütet werden, ist jedoch fraglich, ob ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot vorliegt, wenn der Strom aus der Anlage zeitweise als Regelenergie vermarktet wird.[499]

Bei der Bereitstellung positiver Regelenergie liegt ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot vor, wenn für den Strom sowohl die EEG-Vergütung als auch die Vergütung für die Bereitstellung von Regelenergie beansprucht wird. Denn dann findet ein nach § 56 Abs. 1 EEG unzulässiger doppelter Verkauf des Stroms statt. Sofern der Anlagenbetreiber allerdings gewährleistet, dass er den Strom im Falle der tatsächlichen Bereitstellung positiver Regelenergie nicht gleichzeitig an den Netzbetreiber nach dem EEG veräußert, läge nach unserer Auffassung keine nach § 56 EEG unzulässige Doppelvermarktung vor. Damit würde der Anlagenbetreiber bei der Bereitstellung positiver Regelenergie allerdings auch nur die Erlöse aus der Regelenergievermarktung erlösen können.

Bei der Bereitstellung negativer Regelenergie liegt insoweit keine doppelte Vermarktung von Strom vor, als der Strom bei der Bereitstellung negativer Regelenergie gerade nicht eingespeist wird und keine EEG-Vergütung für diesen Strom beansprucht wird. Zwar soll nach dem Gesetzeszweck des

[499] Zum Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot bei der Bereitstellung von Regelenergie siehe die umfassenden Ausführungen unter Arbeitspaket 2, Kapitel 2 zur Regelenergie.

§ 56 EEG grundsätzlich vermieden werden, dass der Anlagenbetreiber neben der EEG-Vergütung zusätzliche Einkommensquellen erhält. Allerdings dürfte dies nicht allein dazu führen, dass eine Vergütung für die Abregelung einer Anlage, wobei gerade kein Strom eingespeist wird, unzulässig ist.

7.4 Doppelvermarktung und Direktvermarktung

Das Doppelvermarktungsverbot spielt bislang im Wesentlichen eine Rolle für Strom in der EEG-Vergütung. Bei diesen Strommengen ist eine Vermarktung als Grünstrom grundsätzlich ausgeschlossen. Etwas Anderes gilt jedoch grundsätzlich für Strommengen, die über die Direktvermarktung veräußert werden. Hier ist eine Vermarktung als Grünstrom grundsätzlich zulässig. Fraglich ist allerdings, ob eine Vermarktung als Grünstrom auch dann möglich ist, wenn eine Vermarktung über die unter Umständen einzuführende Direktvermarktungsprämie (Marktprämie) erfolgt.

7.4.1 Direktvermarktung nach § 17 EEG

Sofern der EEG-Strom allein auf Grundlage von § 17 EEG direkt vermarktet wird, kann dieser Strom grundsätzlich auch als Grünstrom vermarktet werden. Ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot liegt darin nicht, da bei einer Direktvermarktung nach § 17 EEG keine gesetzliche Vergütung nach dem EEG für Strom aus Erneuerbaren Energien in Anspruch genommen wird. Ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot kommt nur in Betracht, wenn der Grünstrom bzw. die Grünstromeigenschaft mehrfach verkauft wird.

7.4.2 Direktvermarktung mit Marktprämie

7.4.2.1 Aktuelle Rechtslage

Fraglich ist, ob eine Vermarktung des direkt vermarkteten Stroms als Grünstrom in Betracht kommt, wenn nach der möglichen Einführung einer Direktvermarktungsprämie (Marktprämie) der Strom bei Geltendmachung einer solchen Prämie direkt vermarktet wird.

Im Falle der Inanspruchnahme einer Marktprämie würde eine „gesetzliche Vergütung“ im Sinne von § 56 Abs. 2 EEG beansprucht werden. Der Begriff der gesetzlichen Vergütung in § 56 Abs. 2 EEG umfasst nämlich nicht nur eine EEG-Vergütung im Sinne der §§ 16 bis 33 EEG, sondern auch jede andere Form gesetzlicher Vergütungen für Strom. Dies wird zum Ersten daran deutlich, dass in § 56 Abs. 2 EEG im Gegensatz zu anderen Normen im EEG gerade nicht auf die Vergütung nach den §§ 18 bis 33 EEG verwiesen wird. Zum Zweiten ergibt auch der Sinn und Zweck des Doppelvermarktungsverbots, dass andere Formen der Vergütung von § 56 Abs. 2 EEG erfasst sein sollten. Durch § 56 EEG soll vor allem die Ausnutzung eines Mehrwertes des Stroms verhindert werden, der bereits auf

gesetzlichem Wege und über eine von den Letztverbrauchern gezahlten Vergütung gefördert wurde. Mit diesem Zweck wäre es grundsätzlich nicht vereinbar, wenn für Strom, für den eine Marktprämie beansprucht würde, zusätzlich die positive Grünstromeigenschaft vermarktet werden könnte.

Im Ergebnis wäre damit eine Marktprämie von der „gesetzlichen Vergütung“ im Sinne von § 56 Abs. 2 EEG umfasst, da die Marktprämie für die Einspeisung von Strom auf Grundlage des EEG beansprucht würde. Eine Vermarktung der Grünstromeigenschaft bei Vermarktung des EEG-Stroms mit Marktprämie wäre damit nach der aktuellen Rechtslage grundsätzlich unzulässig.

7.4.2.2 Mögliche Anpassung der gesetzlichen Vorgaben

Um die Vermarktung des mit der Marktprämie vermarkteten Stroms als Grünstrom zu ermöglichen, wäre eine Anpassung des § 56 Abs. 2 EEG notwendig. § 56 Abs. 2 EEG müsste so gefasst werden, dass die Weitergabe von Nachweisen und damit die Vermarktung als Grünstrom auch bei Inanspruchnahme einer Marktprämie zulässig ist. Hierfür müsse der Begriff der „gesetzlichen Vergütung“ derart definiert werden, dass die Marktprämie nicht darunter fällt.

Im Hinblick auf die Rechtssystematik des EEG würden gegen ein solches Vorgehen keine grundlegenden Bedenken bestehen. So ist es im Rahmen des Grünstromhändlerprivilegs nach § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG bereits jetzt im EEG vorgesehen, dass eine Vermarktung als Grünstrom möglich ist, obwohl eine gesetzliche Privilegierung – in Form des Wegfalls der EEG-Umlage – für die Vermarktung dieses Stroms besteht. Unabhängig davon erscheint eine Vermarktung des Stroms als Grünstrom mit dem Grundprinzip des EEG einer kostendeckenden Förderung der Anlagen[500] vereinbar, sofern durch die Möglichkeit der Grünstromvermarktung keine Überförderung der Anlagen erfolgt.

Wenn eine Vermarktung des mit der Marktprämie geförderten Stroms als Grünstrom gesetzlich zulässig sein sollte, wäre allerdings das Verhältnis zu einer Förderung nach § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG zu regeln. Nach § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die mehr als 50 % EEG-Strom an Letztverbraucher liefern. Die Privilegierung wäre dann also wohl auch auf EVU anwendbar, die mit der Marktprämie geförderten Grünstrom nach dem EEG an Letztverbraucher liefern. Es wäre jedoch zweckwidrig und eine unbillige Doppelförderung, wenn diese Stromversorger zusätzlich von der EEG-Umlage befreit würden. Denn der Strom wurde bereits über die Marktprämie gesetzlich gefördert. Aus diesem Grund müsste bei einer Zulässigkeit der Vermarktung des mit einer Marktprämie geförderten Stroms als Grünstrom klargestellt werden, dass § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG für diese Strommengen nicht anwendbar ist.

---

[500] Vgl. dazu die Gesetzesbegründung zum EEG 2004 BT-Drs. 15/2864, S. 36 f.

Zu überlegen wäre schließlich noch, ob für eine Zulässigkeit der Vermarktung des mit Marktprämie direkt vermarkteten Stroms als Grünstrom eine Änderung des § 37 Abs. 5 EEG erforderlich wäre. Nach dieser Vorschrift darf EEG-Strom, den die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen des bis zum 31.12.2009 geltenden EEG-Ausgleichsmechanismus erhalten, nicht unter dem Preis der EEG-Durchschnittsvergütung vermarktet werden. Dies könnte bedeuten, dass eine Vermarktung als Grünstrom nur dann in Betracht kommt, wenn der Strom für einen Preis oberhalb der EEG-Durchschnittsvergütung veräußert wird. Damit würde eine Vermarktung nur schwierig stattfinden können.

Die Vorschrift des § 37 Abs. 5 EEG ist unmittelbar nicht mehr anwendbar, da Stromversorger nach § 37 Abs. 1 EEG keine EEG-Strommengen mehr von den Übertragungsnetzbetreibern erhalten. Eine analoge Anwendung der Vorschrift auf die Vermarktung von sonstigen Vermarktern dürfte wohl nicht in Betracht kommen. Denn die Vorschrift ist auf die Besonderheiten des bis zum 31.12.2009 geltenden Ausgleichsmechanismus zugeschnitten. gewesen. Unabhängig davon sollte § 37 Abs. 5 EEG im Rahmen der Vereinfachung des EEG ohnehin mangels Anwendungsbereichs gestrichen werden.

7.4.2.3 Vereinbarkeit mit Europarecht

Fraglich könnte allerdings sein, ob eine Vermarktung als Grünstrom bei Inanspruchnahme einer Marktprämie unter europarechtlichen Gesichtspunkten problematisch sein kann. Hierbei käme insbesondere ein Verstoß gegen Art. 34 AEUV in Betracht (Warenverkehrsfreiheit). So könnte man argumentieren, dass mit der Zulässigkeit der Grünstromvermarktung für Strom, der gesetzlich eine Förderung über die Marktprämie erhält, eine mengenmäßige Einfuhrbeschränkung bzw. Maßnahme gleicher Wirkung für Grünstrommengen aus anderen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union liegt. Denn der Grünstrom aus anderen europäischen Mitgliedsstaaten würde auf dem deutschen Grünstrommarkt insofern benachteiligt, als für diesen Strom kein Anspruch auf eine Marktprämie bestünde und er gleichwohl im direkten Wettbewerb mit dem deutschen Strom steht, der über die Marktprämie gefördert wird.

Fraglich ist andererseits, ob eine Förderung über die Marktprämie bei Vermarktung des Stroms als Grünstrom eine grundsätzlich andere Bewertung erfordert, als die europarechtliche Vereinbarkeit des EEG mit Art. 34 AEUV. Im Hinblick auf das EEG ist es anerkannt, dass ein Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit nicht gegeben ist.[501] Diese Erwägungen werden durch den Wortlaut der Erneuerbare Energien-Richtlinie (2009/28/EG) bestätigt.[502] Nach dem EEG besteht ein Anspruch auf die

[501] Vgl. z. B. *Klinski*, EEG und Binnenmarkt: Zur Vereinbarkeit des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) mit den aktuellen Bestimmungen zum Elektrizitätsbinnenmarkt und mit der Warenverkehrsfreiheit, S. 21 f. m.w.N.

[502] Siehe dazu *Lehnert/Vollprecht*, ZUR 2009, 307, 311 f.

EEG-Vergütung nur für Strom aus deutschen EEG-Anlagen. Eine einheitliche Bewertung der Förderung von Strom mit der Marktprämie mit dem EEG könnte angezeigt sein, da in beiden Fällen eine europarechtlich zulässige Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien stattfindet. Eine qualitativ andere Bewertung der Marktprämie mit Grünstromvermarktung im Vergleich zum EEG könnte sich allerdings gegebenenfalls daraus ergeben, dass bei einer Direktvermarktung als Grünstrom unmittelbar der Grünstrommarkt betroffen ist. Nach unserer Auffassung ist nach einer kursorischen Prüfung davon auszugehen, dass die Vermarktung der Grünstromeigenschaft des mit der Marktprämie geförderten Stroms mit dem Europarecht vereinbar ist, da dieser Fall entweder schon nicht in den Schutzbereich des Art. 34 AEUV fällt oder jedenfalls eine Rechtfertigung in Betracht kommt. Aufgrund der komplexen energiewirtschaftlichen und rechtlichen Situation würde eine abschließende europarechtliche Bewertung allerdings eine umfassendere Prüfung verlangen, die an dieser Stelle nicht erfolgen kann.

7.4.2.4 Energiewirtschaftliche Zweckmäßigkeit

Ob eine Vermarktung des mit der Marktprämie geförderten Stroms als Grünstrom zweckmäßig ist, ist zudem unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten zu bewerten.

Für eine Vermarktung des mit der Marktprämie geförderten Stroms als Grünstrom könnte vor allem sprechen, dass bei einer derartigen Vermarktung unter Umständen höhere Erlöse auf dem Markt erzielt werden können. Dies hätte zur Folge, dass damit die Höhe der Marktprämie abgesenkt werden könnte, da die von der Marktprämie auszugleichende Differenz zwischen Marktpreis und EEG-Vergütung kleiner würde. Durch die Verringerung der Marktprämie könnten die **Kosten für die EEG-Umlage** und damit für die Letztverbraucher **reduziert** werden. Inwieweit diese Effekte allerdings tatsächlich eintreten, kann bislang nicht beurteilt werden. Davon hinge jedoch entscheidend ab, um welchen Betrag die Höhe der Marktprämie tatsächlich abgesenkt werden könnte, wenn gleichzeitig der Anreiz zur Direktvermarktung dadurch nicht reduziert werden soll.

Für eine Vermarktung der Grünstromeigenschaft bei dem mit der Marktprämie geförderten Strom spricht auch, dass andernfalls die Eigenschaft dieses Stroms als grüner Strom insgesamt verloren ginge. Denn wenn die Grünstromeigenschaft bei der Vermarktung durch den Anlagenbetreiber nicht weiter gegeben werden könnte, könnte die Grünstromeigenschaft auch nicht auf anderem Wege weiter gegeben werden.

Gegen eine Vermarktung des mit der Marktprämie geförderten Stroms als Grünstrom könnte andererseits sprechen, dass damit die Anreize für Anlagenbetreiber sinken könnten, vollständig aus dem EEG-Vergütungsmechanismus auszusteigen. Da eine Vermarktung des Stroms als Grünstrom nunmehr auch innerhalb des EEG (mit Marktprämie) möglich wäre, würde der Anreiz der Grünstromvermarktung für eine Vermarktung außerhalb

des EEG entfallen. Möglicherweise ist der geringere Anreiz für die Direktvermarktung außerhalb des EEG aber unproblematisch, weil durch die Verringerung der Marktprämie die Kosten für die EEG-Umlage im Ergebnis noch stärker sinken.

Im Ergebnis sprechen aus unserer Sicht sehr gute Gründe dafür, die Vermarktung der Grünstromeigenschaft bei dem mit der Marktprämie geförderten Strom zuzulassen. Denn dadurch können wichtige Anreize für die Anlagenbetreiber gesetzt werden, in die Direktvermarktung zu wechseln. Zudem besteht bei der aktuell und in Zukunft sicherlich weiter stark steigenden Nachfrage nach regenerativ erzeugtem Strom eine Möglichkeit, die Marktprämie und damit die EEG-Umlage abzusenken. Allerdings kann an dieser Stelle keien umfassende energiewirtschaftliche Analyse vorgenommen werden, so dass eine endgültige Beurteilung der Frage hier nicht möglich erscheint. Im Rahmen einer hierfür notwendigen umfassenden Untersuchung wären insbesondere die möglichen Vorteile einer Reduzierung der EEG-Umlage gegen die sinkenden Anreize, aus dem EEG-Vergütungsmechanismus auszusteigen unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten gegeneinander abzuwägen.

7.4.3 Fazit

Eine Vermarktung des nach § 17 EEG direkt vermarkteten Stroms als Grünstrom ist bereits jetzt rechtlich zulässig. Eine Vermarktung von Strom, der direkt vermarktet wird und mit der Marktprämie gefördert würde, wäre hingegen rechtlich wegen eines Verstoßes gegen § 56 EEG unzulässig. Allerdings erscheint eine Vermarktung des mit einer Marktprämie geförderten Stroms als Grünstrom grundsätzlich als eine bedenkenswerte Alternative. Dafür spricht insbesondere, dass die Grünstromqualität des vermarkteten Stroms nicht verloren geht und möglicherweise zu einer Verringerung der EEG-Umlagekosten führen kann. Zuvor müsste allerdings noch einmal geprüft werden, inwieweit dadurch eine Verringerung der Marktprämie tatsächlich gerechtfertigt werden kann und ob bestehende europarechtliche Bedenken vollständig ausgeräumt werden können.

7.5 Doppelvermarktung beim Ausgleichsmechanismus und Stromkennzeichnung

Im folgenden Abschnitt soll untersucht werden, welche Rahmenbedingungen das Doppelvermarktungsverbot bei der Vermarktung des Stroms im Rahmen des Ausgleichsmechanismus setzt und ob hier gegebenenfalls rechtliche Änderungen zweckmäßig wären.

7.5.1 Vermarktung des Stroms im EEG-Ausgleichsmechanismus bis zum 31.12.2009

Nach den Regelungen des bis zum 31.12.2009 geltenden EEG-Ausgleichsmechanismus, wie er in den §§ 34 ff. EEG ohne die Modifikati-

onen der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV)[503] enthalten ist, wurden die EEG-Strommengen nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an der Börse vermarktet, sondern physisch an die Letztverbraucher versorgenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) geliefert. Die EVU waren zur Abnahme des Stroms verpflichtet und mussten dafür den gesetzlich festgelegten EEG-Durchschnittsvergütungssatz an die ÜNB zahlen.

Bei den Strommengen, die die EVU von den ÜNB abnahmen, handelte es sich um Strom aus Erneuerbaren Energiequellen (bzw. Grubengas). Die EVU waren berechtigt, diesen Strom auch als Grünstrom zu vermarkten bzw. den Strom im Rahmen der Stromkennzeichnung als Strom aus Erneuerbaren Energien anzugeben. Dies wurde ausdrücklich durch § 37 Abs. 5 EEG bestätigt, wonach die EVU den von den ÜNB abgenommenen Strom nicht unter der EEG-Durchschnittsvergütung verkaufen durften, „soweit der Strom als Strom aus Erneuerbaren Energien oder als diesem vergleichbarer Strom vermarktet wird“. Aus dieser Norm wird deutlich, dass generell eine Vermarktung durch die EVU zulässig war, da die Norm ansonsten keinen Anwendungsbereich hätte. Allerdings musste der Strom zu einem Mindestpreis in Höhe der geltenden EEG-Durchschnittsvergütung verkauft werden. In der Praxis hat diese Form der Vermarktung jedoch keine relevante Rolle gespielt.

7.5.2 Vermarktung als Grünstrom nach dem aktuellen Ausgleichsmechanismus seit dem 01.01.2010

Nach dem zum 01.01.2010 umgestellten System des EEG-Ausgleichsmechanismus, wie er nunmehr in der AusglMechV verankert ist, werden die EEG-Strommengen von den Übertragungsnetzbetreibern an der Börse vermarktet.[504] Die Übertragungsnetzbetreiber erhalten den Strom von den Netzbetreibern, in deren Netz der Strom unmittelbar von den EEG-Anlagenbetreibern eingespeist wird.[505]

Bei den von den ÜNB vermarkteten Strommengen im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus handelt es sich vollständig um Strom aus Erneuerbaren Energiequellen (bzw. Grubengas). Die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten die Strommengen an der Börse allerdings als „Graustrom“, also als Strom ohne besondere ökologische Eigenschaften. Eine besondere Vermarktung der ökologischen Eigenschaften durch die ÜNB findet aktuell auch nicht auf anderem Wege, etwa über Herkunftsnachweise, Zertifikate o.ä., statt. Damit geht die „grüne“ Eigenschaft des Stroms im Wege der Vermarktung nach dem aktuellen Ausgleichsmechanismus insgesamt

503 Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101).

504 Zum neuen Ausgleichsmechanismus siehe im Einzelnen *Rostankowski*, ZNER 2010, S. 125 ff.; *Rostankowski/Oschmann*, RdE 2009, S. 360 ff.

505 Vor der Vermarktung durch den einzelnen ÜNB findet noch auf der sog. Dritten Stufe ein Ausgleich der Strommengen innerhalb der vier ÜNB statt, siehe § 36 EEG.

verloren. Der vollständige Verlust der grünen Eigenschaft ist jedoch unter zwei Gesichtspunkten problematisch:

Zum Ersten ist fraglich, ob über eine Vermarktung der grünen Qualität des Stroms durch die ÜNB höhere Erlöse erzielt werden könnten. Dies könnte sich auch positiv auf die Einnahmen des „EEG-Kontos“ bei den ÜNB auswirken und damit dämpfend auf die EEG-Umlage.

Zum Zweiten ist problematisch, dass die EVU im Rahmen des aktuell geltenden Ausgleichsmechanismus nicht berechtigt sind, den Strom entsprechend der EEG-Quote als Grünstrom zu vermarkten oder jedenfalls den EEG-Stromanteil bei der Stromkennzeichnung als Strom aus Erneuerbaren Energien im Portfolio des EVU anzugeben. Damit geht die Grünstromeigenschaft des EEG-Stroms auf dem Weg zum Kunden insgesamt verloren. Zudem erhalten die EVU im Vergleich zum alten Ausgleichsmechanismus keinerlei Gegenwert mehr dafür, dass sie über die Verpflichtung zur Zahlung der EEG-Umlage die Mehrkosten aus der Erzeugung aus Strom aus Erneuerbaren Energien tragen. Vor diesem Hintergrund könnte es angebracht sein, die grüne Qualität des EEG-Stroms den EVU ohne zusätzliche Gegenleistung zur Verfügung zu stellen.

Angesichts der beschriebenen Problempunkte soll zum Ersten untersucht werden, welche rechtlichen Möglichkeiten für die ÜNB bestehen, den Strom als Grünstrom zu vermarkten und welche rechtliche Änderungen gegebenenfalls erforderlich sind, um die Grünstromvermarktung durch die ÜNB zu ermöglichen oder zu fördern. Zum Zweiten ist zu prüfen, auf welche Weise die grüne Qualität des Stroms an die EVU weitergegeben werden kann und insbesondere, ob und inwieweit hierfür Änderungen bei der Stromkennzeichnung erforderlich sind. Es ist allerdings zu bedenken, dass sich die beiden Varianten grundsätzlich ausschließen. Denn in der ersten Variante würde eine entgeltliche Veräußerung der Grünstromeigenschaft durch die ÜNB erfolgen, während in der zweiten Variante eine Veräußerung der Grünstromeigenschaft an die Letztverbraucher beliefernden EVU erfolgt.

7.5.3 Vermarktung des Stroms durch die ÜNB als Grünstrom

7.5.3.1 Vermarktung als Grünstrom

Der EEG-Strom im Ausgleichsmechanismus wird gegenwärtig durch die ÜNB allein als „Graustrom“ vermarktet, also nicht als Strom aus Erneuerbaren Energiequellen. Fraglich ist jedoch zunächst, ob eine Vermarktung des Stroms als Grünstrom durch die ÜNB[506] im Rahmen des Ausgleichs-

[506] Im Folgenden wird immer von der Vermarktung des EEG-Stroms durch die ÜNB gesprochen. Nach der AusglMechV kann eine Vermarktung allerdings zu einem späteren Zeitpunkt auch durch dritte Vermarkter erfolgen. Wenn von der Vermarktung durch die ÜNB gesprochen wird, ist damit immer auch die möglicherweise zu einem späteren Zeitpunkt eingeführte Vermarktung durch dritte Vermarkter gemeint.

mechanismus gegen das Doppelvermarktungsverbot gemäß § 56 EEG verstoßen würde.

7.5.3.1.1 Doppelvermarktungsverbot

Das Doppelvermarktungsverbot gemäß § 56 EEG besagt, dass Strom aus Erneuerbaren Energien nicht mehrfach verkauft werden darf. Dies umfasst insbesondere auch das Verbot, die grüne Eigenschaft des Stroms mehrfach zu verkaufen.

Bei einer Vermarktung des Stroms als Grünstrom durch die ÜNB würde allerdings keine mehrfache Vermarktung des Stroms als Grünstrom stattfinden. Zwar hätte der Anlagenbetreiber für den Strom eine EEG-Vergütung erhalten und damit einen Gegenwert für den besonderen ökologischen Wert des Stroms. Der Anlagenbetreiber würde den Strom allerdings auch nicht zusätzlich als Grünstrom vermarkten und damit auch nicht einen zusätzlichen Erlös aus dem Strom aus der EEG-Anlage geltend machen. Die Vermarktung des Stroms als Grünstrom würde hingegen durch den ÜNB stattfinden. Der ÜNB würde die ökologische Qualität des Stroms nicht doppeltnutzen, sondern lediglich einmal bei der Vermarktung an Letztverbraucher. Der ÜNB zahlt auch einen entsprechend höheren Preis für den Strom, den er als Grünstrom vermarkten würde. Denn der ÜNB zahlt für den Strom, den er vom Netzbetreiber als EEG-Strom erwirbt, die EEG-Vergütungen (abzüglich vermiedener Netzentgelte) und erbringt damit einen Gegenwert für den ökologisch wertvolleren Strom.

Wenn der ÜNB den EEG-Strom als Grünstrom vermarkten würde, würde also weder der ÜNB noch der Anlagenbetreiber die ökologische Qualität des Stroms mehrfach nutzen. Stattdessen fände lediglich in der Veräußerungskette des Stroms auf verschiedenen Stufen eine Veräußerung des Stroms mit der ökologischen Qualität statt. Eine solche mehrfache Veräußerung der grünen Qualität in der Veräußerungskette ist allerdings durch das Doppelvermarktungsverbot nicht verboten.[507] Dass eine Veräußerung des Stroms als Grünstrom durch einen Händler in der Veräußerungskette nach dem EEG-Ausgleichsmechanismus grundsätzlich zulässig sein muss, wird auch durch § 37 Abs. 5 EEG bestätigt. Diese Vorschrift verweist ausdrücklich darauf, dass nach dem bis zum 31.12.2009 geltenden Ausgleichsmechanismus eine Vermarktung durch die EVU, also die Akteure auf der letzten Stufe des Ausgleichsmechanismus, zulässig war.

Im Ergebnis ist also davon auszugehen, dass eine Veräußerung des EEG-Stroms durch die ÜNB als Grünstrom im EEG-Ausgleichsmechanismus kein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot in § 56 EEG darstellen würde.

---

[507] Vgl. oben sowie *Kahle* in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 56 Rn. 9; *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 56 Rn. 5; *Sösemann* in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. (im Erscheinen), § 56 Rn. 8.

7.5.3.1.2 Vorgaben durch Vermarktung an der Börse

Fraglich ist aber weiterhin, ob die gegenwärtigen Vorgaben zur Vermarktung des Stroms durch die ÜNB eine Vermarktung des Stroms als Grünstrom zulassen würden.

Gemäß § 2 Abs. 2 AusglMechV muss die Vermarktung der EEG-Stromengen durch die ÜNB zwingend an der Börse stattfinden. An der Strombörse ist jedoch gegenwärtig ein Handel mit Strom mit besonderen Eigenschaften nicht möglich. Stattdessen kann lediglich das Produkt Strom an sich gehandelt werden. Demgemäß kann der Strom an der Börse nicht als Grünstrom vermarktet werden. Für die Stromkennzeichnung wird bei dem Strom an der Börse grundsätzlich der UCTE-Mix zugrunde gelegt, da die Herkunft des Stroms nicht bestimmt werden kann. Eine Vermarktung als Grünstrom wäre also nur dann möglich, wenn andere Vermarktungsmöglichkeiten für den EEG-Strom im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus geschaffen würden.

7.5.3.2 Ausstellung von Herkunftsnachweisen oder Zertifikaten für die ÜNB/ Vermarkter

Da eine Vermarktung als Grünstrom gegenwärtig nicht möglich ist, ist weiterhin fraglich, ob die ÜNB die grüne Qualität des Stroms über die Ausstellung von Herkunftsnachweisen oder Zertifikaten verwerten könnten. So wäre es denkbar, dass die ÜNB die grüne Qualität des veräußerten Stroms über Herkunftsnachweise oder Zertifikate abspalten und dann gesondert veräußern.

Fraglich wäre auch dabei, ob darin ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot läge. Wie bereits dargelegt, wäre eine Veräußerung des EEG-Stroms als Grünstrom durch die ÜNB ohne Verstoß gegen § 56 EEG zulässig. Auch bei einer Veräußerung der grünen Qualität des Stroms über Herkunftsnachweise oder Zertifikate läge demgemäß keine Doppelvermarktung vor. Denn der ÜNB würde dabei die grüne Qualität des Stroms nicht mehrfach nutzen. Im Ergebnis wäre damit eine Veräußerung der grünen Qualität durch die ÜNB über die Veräußerung von Herkunftsnachweisen ebenfalls kein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot.

Allerdings besteht für die ÜNB nach der gegenwärtigen Rechtslage kein gesetzlicher Anspruch auf die Ausstellung eins Herkunftsnachweises. Nach § 55 EEG haben nur Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Ausstellung eines Herkunftsnachweises unter den darin genannten Voraussetzungen. Die ÜNB könnten sich also einen Nachweis über die grüne Eigenschaft des Stroms lediglich über einen „sonstigen Nachweis“, also eine Form des Grünstromzertifikats, ausstellen lassen.

Fraglich ist jedoch, ob die Vermarktung der Grünstromeigenschaft des Stroms durch die ÜNB gefördert werden sollte. Für eine Förderung der Vermarktung der Grünstromeigenschaft durch die ÜNB bzw. die Vermarkter des Stroms könnte sprechen, dass darüber zusätzliche Einnahmen für

das EEG-Konto generiert werden könnten. Gegen eine Förderung der Veräußerung von Herkunftsnachweisen oder Grünstromzertifikaten könnte hingegen vorgebracht werden, dass damit eine Überschwemmung des Marktes mit Grünstrom stattfinden könnte. Dies könnte die echten Grünstromhändler belasten und damit die Vermarktung von Grünstrom außerhalb des EEG verringern. Insgesamt erscheint aus unserer Sicht eine Vermarktung der Grünstromeigenschaft durch die ÜNB eher nicht zweckmäßig und wird daher nicht empfohlen.

Sollte eine Veräußerung der Grünstromqualität durch die ÜNB gleichwohl gewollt sein, müsste dies wohl über einen Anspruch der ÜNB bzw. Vermarkter des EEG-Stroms zur Ausstellung eines Herkunftsnachweises erfolgen. Hier käme etwa eine an § 55 EEG angelehnte Vorschrift in Frage, wonach ÜNB einen Anspruch auf die Herstellung eines Herkunftsnachweises für den im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus erworbenen Stroms haben. Die ÜNB bzw. Vermarkter des EEG-Stroms könnten auch verpflichtet werden, diese Herkunftsnachweise zu veräußern.

Sollten die ÜNB zur Vermarktung des EEG-Stroms als Grünstrom über Grünstromzertifikate oder Herkunftsnachweise berechtigt sein, müsste allerdings das Verhältnis zum Grünstromhändlerprivileg in § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG geklärt werden. Theoretisch erscheint es denkbar, einen Herkunftsnachweis so einzusetzen, dass damit eine Lieferung von Grünstrom gemäß § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG begründet wird. Es erscheint zwar aus unserer Sicht äußerst zweifelhaft, ob über Herkunftsnachweise tatsächlich eine Lieferung von Strom im Sinne von § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG begründet werden kann. Um jedoch sicher auszuschließen, dass Herkunftsnachweise in dieser Weise verwendet würden, sollte jedoch eine entsprechende Klarstellung aufgenommen werden, wonach bei einer Verwendung von Herkunftsnachweisen/Zertifikaten, die von den ÜNB/Vermarktern im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus ausgestellt werden, keine Vermarktung über § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG zulässig ist. Denkbar wäre etwa eine Regelung, wonach sich § 37 Abs. 1 Satz 2 nur auf Strommengen außerhalb des EEG-Ausgleichsmechanismus bezieht.

7.5.4 Vermarktung der grünen Eigenschaft des EEG-Stroms durch die Stromlieferanten

Die grüne Eigenschaft des EEG-Stroms im EEG-Ausgleichsmechanismus könnte auch in der Weise genutzt werden, dass die EVU, die zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet sind, die grüne Eigenschaft des Stroms verwenden dürfen.

Eine Vermarktung des EEG-Stroms direkt als Grünstrom durch die EVU scheidet dabei allerdings aus. Denn die EVU erhalten nach dem seit dem 01.01.2010 geltenden Ausgleichsmechanismus keine EEG-Strommengen mehr von den ÜNB. Es war gerade ein wesentliches Ziel der Umstellung des Ausgleichsmechanismus, eine physische Stromlieferung an die EVU abzuschaffen, um die Prognoserisiken für die EVU auszuschalten.

Stromlieferanten haben gegenwärtig auch keine sonstige Möglichkeit, den Anteil des EEG-Stroms am Strommix gegenüber ihren Endkunden anzugeben. Gemäß § 8 Abs. 2 AusglMechV besteht lediglich das Recht, bei der Ausweisung der EEG-Differenzkosten den voraussichtlichen Anteil des nach dem EEG vergüteten Stroms am voraussichtlichen gesamtdeutschen Strommix anzugeben. Dieses Recht bezieht sich aber zum Einen nur auf die Fälle, in denen tatsächliche Differenzkosten ausgewiesen werden. Eine solche gesonderte Ausweisung von Differenzkosten findet insbesondere bei Haushaltskunden oder sonstigen Kunden mit Pauschalpreisen oder All-inclusive-Preisen nicht statt. Zum Anderen kann bei der Ausweisung nach § 8 Abs. 2 AusglMechV nicht ein Stromanteil am durch das EVU selbst gelieferten Strom ausgewiesen werden, sondern nur ein Verweis auf den gesamtdeutschen Strommix gegeben werden. Auch über § 8 Abs. 2 AusglMechV besteht also keine Möglichkeit, einen EEG-Stromanteil bei der Stromkennzeichnung anzugeben.

Für eine Vermarktung der grünen Eigenschaft des Stroms durch die EVU erscheinen grundsätzlich zwei Wege denkbar. Zum Ersten könnte die Grünstromeigenschaft des EEG-Stroms über Herkunftsnachweise/ Zertifikate an die EVU gegeben werden. Zum Zweiten könnte den EVU über eine Änderung der Regeln zur Stromkennzeichnung die Möglichkeit gegeben werden, gegenüber den Endkunden den EEG-Stromanteil auszuweisen.

7.5.4.1 Vermarktung über Herkunftsnachweise

Die Vermarktung der grünen Eigenschaft des Stroms könnte darüber erfolgen, dass die EVU Herkunftsnachweise oder Zertifikate für den EEG-Strom von den ÜNB erhalten. Ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot nach § 56 EEG läge in einer Weitergabe von entsprechenden Herkunftsnachweisen durch die ÜNB an die EVU nicht. Denn, wie ausgeführt, würde die grüne Eigenschaft in der Veräußerungskette lediglich einmal vermarktet.

Die Herkunftsnachweise könnten von der Stelle, die die Herkunftsnachweise nach § 55 EEG ausstellt, für die ÜNB ausgestellt werden. Die ÜNB, die den EEG-Strom vermarkten, müssten dann verpflichtet werden, diese Herkunftsnachweise den EVU zuzuteilen. Die Zuteilung gegenüber den EVU sollte kostenlos erfolgen, da die EVU durch die Zahlung der EEG-Umlage die entsprechende Gegenleistung für die Erzeugung des ökologisch erzeugten Stroms erbracht haben. Die Menge der an ein EVU von den ÜNB zuzuteilenden Herkunftsnachweisen könnte so bestimmt werden, dass jedes EVU einen prozentualen Anteil am Gesamtstromabsatz des EVU erhält, der der Quote des EEG-Stroms am Gesamtstrommix in Deutschland (EEG-Quote) entspricht.[508] Eine entsprechende rechtliche

[508] Für eine größere Zielgenauigkeit könnte auch eine Differenzierung unter Berücksichtigung der Unternehmen, die der besonderen Ausgleichsregelung unterfallen, als Endkunden eines EVU erfolgen.

Regelung könnte im EEG bei den Regeln zum Ausgleichsmechanismus aufgenommen werden.[509]

Die Verwendung der Herkunftsnachweise/ Zertifikate könnte darauf beschränkt werden, dass die EVU darüber im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG gegenüber allen Endkunden angeben können, einen bestimmten Anteil Grünstrom in ihrem Gesamtstrommix zu verwenden. Es käme zwar auch in Betracht, dass die EVU die Herkunftsnachweise für ein besonderes Grünstromprodukt für einzelne Kunden verwenden können. Aus unserer Sicht empfiehlt es sich jedoch eher, die Verwendung der Herkunftsnachweise/ Zertifikate für Grünstromprodukte generell zu vermeiden. Denn die Kosten für die EEG-Umlage werden ja grundsätzlich gerade an alle Letztverbraucher weiter gegeben. Es wäre daher nicht sachgerecht, wenn die Grünstromeigenschaft des EEG-Stroms exklusiv für einzelne Grünstromkunden verwendet würde.

Sollte eine Vermarktung von Grünstromprodukten zugelassen werden müsste dann aber wohl wieder eine dem § 37 Abs. 5 EEG entsprechende Regelung eingeführt werden, wonach bei der Vermarktung des Stroms als Grünstrom auch die höheren Kosten durch die EEG-Umlage an die Kunden weiter gegeben werden. Zudem müsste das Verhältnis zu § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG (Grünstromprivileg) klargestellt werden und ausgeschlossen werden, dass die für die EVU ausgestellten Herkunftsnachweise/ Zertifikate für die Wahrnehmung des Grünstromprivilegs verwendet werden können.[510]

7.5.4.2 Änderung der Stromkennzeichnung

Ein weitere Möglichkeit, den Letztverbraucher versorgenden EVU die Möglichkeit einzuräumen, gegenüber ihren Kunden den EEG-Stromanteil als Strom im eigenen Portfolio anzugeben, wäre eine Regelung unmittelbar im Bereich der Stromkennzeichnung, ohne dass eine Ausstellung von Herkunftsnachweisen für die EVU erfolgt.[511] Eine entsprechende Regelung würde eine Änderung des § 42 EnWG erfordern.

7.5.4.2.1 Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG

Nach § 42 Abs. 1 EnWG sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, den Anteil der einzelnen Energieträger an dem Gesamtenergieträgermix, den der Lieferant im letzten oder vorletzten Jahr verwendet hat,

---

509 Eine ähnliche Regelung wird vom VKU vorgeschlagen, siehe VKU, Vorschlag zur Kennzeichnung von EEG-Strom im Wälzungsmechanismus, Berlin, 21. September 2010.

510 Siehe dazu bereits soeben oben.

511 Einen entsprechenden Prüfauftrag enthält bereits das Europarechtsanpassungsgesetz (EAG) zur Umsetzung der EE-RL 2009. Darin heißt es, dass geprüft werden soll, „ob bei der Stromkennzeichnung auch Strom aus Erneuerbaren Energien ausgewiesen werden muss, für den kein Herkunftsnachweis ausgestellt wurde, sofern der Strom bereits nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet worden ist (Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE), BR-Drs. 647/10, S. 41).

anzugeben. Außerdem sind Informationen über die Umweltauswirkungen des genannten Gesamtenergieträgermixes zur Stromerzeugung zu machen. Die Pflichten der Stromversorger zur Stromkennzeichnung beziehen sich auf den „Gesamtenergieträgermix, den der Lieferant … *verwendet* hat."

Der Begriff „verwendet" ist im Zusammenhang mit einem Lieferanten nicht vollkommen eindeutig. Aus dem Zusammenhang der Vorschrift dürfte eine „Verwendung von Strommengen" wohl die Lieferung dieser Strommengen an Letztverbraucher bedeuten. Andererseits könnte man aber auch überlegen, ob eine Verwendung eines Gesamtenergieträgermixes auch im Hinblick auf die EEG-Strommengen vorliegt, für die ein Lieferant an den ÜNB EEG-Umlage zahlt und die im Rahmen des Ausgleichsmechanismus vermarktet werden.

Vom Wortlaut des Begriffs „verwenden" erscheint allerdings irgendeine Art des Erwerbs oder der Lieferung des Stroms durch den Stromlieferanten erforderlich zu sein. Ob bei einer Zahlung einer finanziellen Umlage für Strommengen, die Dritte vermarkten, noch von einer Verwendung des Stroms durch die Stromlieferanten auszugehen ist, erscheint jedenfalls sehr fraglich. Denn der Strom aus EEG-Anlagen, der über die Börse vermarktet wird, wird an die Erwerber dieses Stroms geliefert und wird in diesem Sinne wohl von diesen verwendet. Die Lieferanten, die EEG-Umlage zahlen, erwerben diesen Strom hingegen nicht unmittelbar. Gegen eine Zulässigkeit der Erwähnung der EEG-Strommengen in der Stromkennzeichnung spricht auch, dass § 8 Abs. 2 AusglMechV hierfür eine Sondervorschrift enthält, die gerade nur eine Ausweisung in der Rechnung erlaubt.

Aus unserer Sicht scheint daher nach § 42 Abs. 1 EnWG in der aktuellen Fassung wohl keine Möglichkeit zu bestehen, den EEG-Strom bei der Stromkennzeichnung für den eigenen Strommix zu berücksichtigen.

7.5.4.2.2 Mögliche Änderung der Regelungen zur Stromkennzeichnung

Wenn die EEG-Strommengen, die von den ÜNB oder Dritten vermarktet werden, von den Lieferanten als Grünstrom im Rahmen der Stromkennzeichnung angegeben werden sollen, müssten nach unserer Auffassung demgemäß die Normen zur Stromkennzeichnung im EnWG entsprechend angepasst werden. Erforderlich wäre dabei eine Regelung, wonach die Lieferanten die EEG-Strommengen bei der Stromkennzeichnung angeben dürfen, obwohl sie dafür weder Herkunftsnachweise erhalten haben noch ihnen diese Strommengen geliefert wurden. Die Ausweisung von EEG-Strom in der Stromkennzeichnung ohne eine zusätzliche Ausstellung von Herkunftsnachweisen würde insofern eine gesetzliche Fiktion für die EEG-Strommengen im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG bedeuten.

In einer Regelung zur Berücksichtigung von EEG-Strommengen bei der Stromkennzeichnung müsste geregelt werden, dass die EVU bei der Angabe nach § 42 Abs. 1 EnWG berechtigt sind, einen prozentualen Anteil an Erneuerbaren Energien anzugeben, der dem Anteil der über den EEG-Ausgleichsmechanismus gewälzten Strommengen am Gesamtstromverbrauch in Deutschland entspricht, auch wenn die EVU diesen Anteil tatsächlich nicht bezogen haben. Die anderen Anteile für die tatsächlich bezogenen Strommengen müssten jeweils entsprechend des Anteils des ausgewiesenen EEG-Stroms gekürzt werden.

Wenn die Regeln zur Stromkennzeichnung so geändert würden, dass eine Ausweisung des EEG-Stromanteils durch die Stromlieferanten möglich wäre, müsste klargestellt werden, dass die ÜNB den EEG-Strom im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus nicht als Grünstrom vermarkten können oder hierfür Herkunftsnachweise/ Zertifikate ausgestellt bekommen könnten. Denn dies wäre – wie gesehen – nach den aktuellen Regelungen zum Doppelvermarktungsverbot in § 56 EEG wohl grundsätzlich zulässig. Wenn die Strommengen von den Stromlieferanten jedoch im Rahmen der Stromkennzeichnung jedoch als Grünstrom angegeben werden dürften, dürfte nicht gleichzeitig eine Vermarktung des Grünstroms durch die ÜNB erfolgen. Denn dies würde im Ergebnis zu einer doppelten Vermarktung der Grünstromeigenschaft führen und damit zu einem dem Doppelvermarktung entsprechenden Sachverhalt.

7.5.4.2.3 Europarechtlicher Rahmen

Fraglich ist jedoch, ob es unter europarechtlichen Gesichtspunkten zulässig wäre, bei der Stromkennzeichnung eine Strommenge als Grünstrom anzugeben, obwohl keine unmittelbare Lieferung aus einer Erneuerbaren Energie-Anlage oder ein Herkunftsnachweis nachgewiesen werden können.

Art. 15 der EE-RL 2009 enthält ausführliche Vorgaben zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen für Strom aus Erneuerbaren Energien. Als Herkunftsnachweis gilt dabei gemäß Art. 1.j EE-RL 2009 ein elektronisches Dokument, das gemäß den Anforderungen von Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG ausschließlich als Nachweis gegenüber einem Endkunden dafür dient, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde. Nach Art. 15 Abs. 2 EE-RL 2009 ist auf Anfrage eines Produzenten ein Herkunftsnachweis auszustellen. Nach Art. 15 Abs. 7 EE-RL 2009 kann ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen Herkunftsnachweis verwenden, wenn der Nachweis über den Anteil oder die Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen an seinem Energiemix gemäß Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG verlangt wird.

Die Vorschriften der EE-RL 2009 machen damit zwar Vorgaben für die Ausstellung und Verwendung von Herkunftsnachweisen. Daraus dürfte aber im Umkehrschluss nicht zu entnehmen sein, dass ein Nachweis über

den Stromanteil aus Erneuerbaren Energien nicht auch auf andere Weise als über Herkunftsnachweise geführt werden kann. Stattdessen dürfte Art. 15 Abs. 7 EE-RL 2009 so zu verstehen sein, dass die Verwendung von Herkunftsnachweisen nach der EE-RL 2009 lediglich ein Weg, aber nicht der einzige Weg für den Nachweis von Erneuerbaren Energien im Gesamtenergieträgermix eines EVU darstellt.

Art. 15 EE-RL 2009 verweist für die Verwendung von Herkunftsnachweisen und die Angabe von Strommengen gegenüber Endkunden auf Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG. Nach Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG stellen die Mitgliedsstaaten sicher, dass Elektrizitätsversorgungsunternehmen in den an Endkunden gerichteten Rechnungen den Anteil der einzelnen Energiequellen am Gesamtenergieträgermix angeben, den der Lieferant im vorangegangenen Jahr verwendet hat. Außerdem sind Verweise auf Informationsquellen zu den Umweltauswirkungen der durch den Gesamtenergieträgermix des Lieferanten im vorangegangenen Jahr erzeugten Elektrizität anzugeben. Eine dem Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG entsprechende Regelung ist nunmehr in Art. 3 Abs. 9 der Richtlinie 2009/72/EG enthalten.

Nach Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG, die durch Art. 42 EnWG umgesetzt wurde, wie auch nach Art. 3 Abs. 9 der Richtlinie 2009/72/EG muss Deutschland also Stromversorger zur Angabe der verwendeten Energiequellen am Gesamtenergieträgermix verpflichten. Fraglich ist dabei, ob eine Regelung, wonach Lieferanten bei der Angabe des Gesamtenergieträgermixes in der Stromkennzeichnung auch Strommengen angeben dürfen, die sie nicht geliefert haben und für die sie keine Herkunftsnachwiese erhalten haben, die Vorgaben aus Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG bzw. Art. 3 Abs. 9 der Richtlinie 2009/72/EG hinreichend umsetzt.

Die Vorschrift in Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG bzw. Art. 3 Abs. 9 der Richtlinie 2009/72/EG bezieht sich auf den Gesamtenergieträgermix, den ein Lieferant verwendet. Dies könnte man so verstehen, dass der Lieferant die Strommenge ausweisen muss, die er auch tatsächlich an Endverbraucher geliefert hat. Wie sich aus Art. 15 der EE-RL 2009 ergibt, ist für den Nachweis der Stromkennzeichnung allerdings eine tatsächliche Lieferung nicht erforderlich, denn es genügt jedenfalls auch eine Lieferung über Herkunftsnachweise. Ob darüber hinaus auch anderweitige Arten des Nachweises des Gesamtstrommixes möglich sind, lässt sich den Vorschriften in der Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG bzw. Art. 3 Abs. 9 der Richtlinie 2009/72/EG nicht unmittelbar entnehmen.

Auszugehen ist dabei wiederum vom Begriff der „Verwendung“ des Gesamtenergieträgermixes. Nach einer Verlautbarung der Kommission zu Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG soll sich das danach anzugebende Portfolio auf den an Endverbraucher verkauften Strom beziehen.[512] Dies

[512] “Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54 and 2003/55 on the Internal Market in Electricity and Natural gas”, S. 2: “The portfolio refers to all electricity sold to final consumers.”

spricht eher dagegen, dass eine Verwendung von Strommengen dann noch vorliegt, wenn auf Strommengen verwiesen wird, die ein Dritter vermarktet und die der Lieferant nicht unmittelbar erhält.

Andererseits spricht der Zweck der Richtlinienbestimmung zur Stromkennzeichnung, der eine vergleichbare und verlässliche Kundeninformation über den Gesamtstrommix herbeiführen will, für eine Ausweisung der EEG-Strommengen durch die EVU, auch wenn die EVU die Strommengen nicht selbst vermarktet haben oder Herkunftsnachweise dafür erhalten haben. Denn diese Strommengen sind ja tatsächlich im Strommix in Deutschland enthalten und werden nicht bereits anderweitig angegeben. Zudem werden die Strommengen jedenfalls mittelbar durch die Stromlieferanten über die EEG-Umlage finanziert. Insoweit findet zwar keine unmittelbare Verwendung der Strommengen durch die Stromlieferanten in Deutschland statt, aber eine mittelbare Verwendung darüber, dass diese Strommengen Teil des deutschen Strommixes sind und eine Finanzierung über die Stromversorger erfolgt. Unter diesem Gesichtspunkt könnte es sogar europarechtliche angezeigt sein, die EEG-Strommengen bei der Stromkennzeichnung zu berücksichtigen. Denn die EEG-Strommengen werden in Deutschland erzeugt und von den Lieferanten und im Ergebnis den Endkunden auch bezahlt. Die EEG-Strommengen finden gleichzeitig keinerlei Berücksichtigung bei den von der Stromkennzeichnung erfassten Strommengen.[513]

Im Ergebnis erscheint es unseres Erachtens demgemäß vertretbar anzunehmen, dass es mit den Vorgaben in Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG bzw. Art. 3 Abs. 9 der Richtlinie 2009/72/EG zur Angabe des verwendeten Strommixes noch vereinbar ist, wenn Stromlieferanten im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG den EEG-Stromanteil ausweisen können, auch wenn sie diese Strommengen nicht geliefert bekommen und keine Herkunftsnachweise dafür erhalten haben, sondern nur die EEG-Umlage dafür zahlen. Gleichwohl bleibt nach unserer Auffassung jedenfalls ein kleines, allerdings wohl vertretbares Risiko bestehen, dass durch eine solche Fiktion bei der Stromkennzeichnung die europarechtlichen Vorgaben nicht vollständig umgesetzt werden. Demgegenüber erscheint eine Regelung, bei der die EVU Herkunftsnachweise oder Zertifikate für die von den ÜNB vermarkteten Strommengen erhalten, um diese bei der Stromkennzeichnung zu verwenden, mit einem etwas geringeren europarechtlichen Risiko verbunden zu sein.

7.5.4.2.4 Änderung über Verordnung gemäß § 42 Abs. 6 EnWG

Wenn man davon ausgeht, dass eine Änderung der Regeln zur Stromkennzeichnung möglich ist, bei der über eine Fiktion die EEG-Strommengen als Strommengen des Lieferanten ausgewiesen werden, ist weiterhin zu überlegen, wie eine solche Rechtsänderung umgesetzt wer-

[513] Zum Verbot einer Doppelzählung siehe auch Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54 and 2003/55 on the Internal Market in Electricity and Natural gas", S. 5.

den kann. Eine Umsetzung könnte zunächst über eine Änderung des § 42 Abs. 1 EnWG erfolgen. In Frage kommt aber möglicherweise auch die Aufnahme einer entsprechenden Regelung in eine Rechtsverordnung gemäß § 42 Abs. 6 EnWG.

Nach § 42 Abs. 6 EnWG wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung Vorgaben zur Darstellung der Informationen nach § 42 Abs. 1 bis 3 EnWG sowie die Methoden zur Erhebung und Weitergabe von Daten zur Bereitstellung dieser Informationen festzulegen. Die Informationen nach den Absätzen 1 bis 3 sind im Wesentlichen die Informationen zum Energieträgermix und zu dessen Umweltauswirkungen im Hinblick auf den Lieferanten sowie deutschlandweit. Die möglichen Regeln einer Verordnung nach § 42 Abs. 6 EnWG beziehen sich im Hinblick auf diese Informationen zum Ersten auf „Vorgaben zur Darstellung“ (1. Alt.) und zum Anderen auf „Methoden zur Erhebung und Weitergabe von Daten“ (2. Alt.).

Ob mit einer Verordnung nach § 42 Abs. 6 EnWG auch auf den konkreten „Inhalt“ der Darstellung Einfluss genommen werden kann, erscheint dabei fraglich. Die Art der Darstellung (Alt. 1) dürfte sich allein darauf beziehen, dass vorgegebene Daten auf verschiedene Arten dargestellt werden. Die Daten an sich können dadurch aber wohl nicht geändert werden.

Die Methode zur Erhebung von Daten (2. Alt.) bezieht sich auf die Daten für die Bestimmung des von einem Lieferanten verwendeten Gesamtenergieträgermixes. Hier wäre gegebenenfalls ein Anknüpfungspunkt dafür zu sehen, dass die Art und Weise der Ermittlung des Gesamtenergieträgermixes geregelt werden kann. Dies könnte man auch so verstehen, dass für die Bestimmung des Gesamtenergieträgermixes die EEG-Strommengen herangezogen können, die über die Börse vermarktet werden und die der Lieferant nicht geliefert bekommt.

Andererseits könnte man bei der nach der 2. Alt. zu regelnden Methode zur Erhebung und Weitergabe von Daten auch darauf abstellen, dass allein die Art und Weise der Erhebung der Daten des „verwendeten“ Gesamtenergieträgermixes reguliert werden kann. Eine inhaltliche Definition dessen, was verwendete Strommengen sind, wäre dann nicht möglich. Denn mit der Änderung der Regeln zur Stromkennzeichnung ist es notwendig, dem Lieferanten Strommengen zuzuordnen, die er tatsächlich nicht in seinem Portfolio hat und somit eine gesetzliche Fiktion für die Zusammensetzung seines Strommixes zu schaffen. Ob § 42 Abs. 6 EnWG für eine derartige Regelung eine ausreichende Verordnungsermächtigung bietet, ist nach unserer Auffassung offen.

7.6 Übersicht der Handlungsempfehlungen

BBH: Sofern der Missbrauch durch die Doppelvermarktung zunimmt, könnte auf lange Sicht die Einführung von Grünstrombilanzkreisen

sinnvoll sein, um die Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien transparenter zu machen und Missbräuche auszuschließen.

BBH: Es sollte gewährleistet werden, dass die Grünstromqualität des EEG-Stroms in irgendeiner Form von den Lieferanten gegenüber Letztverbrauchern angezeigt werden kann, sofern darin keine Doppelvermarktung liegt. Hierfür wären grundsätzlich zwei Wege denkbar:

Zum Ersten könnte in die Regeln zum Ausgleichsmechanismus im EEG eine Regelung aufgenommen werden, wonach Stromversorger, die Letztverbraucher versorgen und damit EEG-Umlage zahlen, kostenlose Herkunftsnachweise/ Zertifikate für EEG-Strom erhalten, die dem deutschlandweiten Anteil des EEG-Stroms an dem Portfolio des EVU entsprechen. Die Stromversorger könnten diese Herkunftsnachweise dann bei der Stromkennzeichnung gemäß § 42 EnWG gegenüber den Endkunden verwenden. Eine zusätzliche Änderung des EnWG wäre dazu nicht erforderlich. Gegen diese Lösung spricht allerdings, dass sie mit einem nicht unerheblichen zusätzlichen Abwicklungsaufwand verbunden ist und neben Herkunftsnachweisen nach § 55 EEG zusätzliche Papiere für den Nachweis der Eigenschaft als Strom aus Erneuerbaren Energien einführen würde.

Zum Zweiten wäre denkbar, die Ausweisung der EEG-Strommengen unmittelbar im Rahmen der Regeln zur Stromkennzeichnung im EnWG zu regeln. Hierfür könnte in § 42 EnWG eine Regelung aufgenommen werden, wonach Stromlieferanten berechtigt sind, den Anteil des EEG-Stroms am deutschlandweiten Strommix gegenüber den Endkunden anzugeben. Damit würde eine gesetzliche Fiktion geschaffen, da diese Strommengen von den Stromlieferanten nicht tatsächlich verwendet werden. In dieser Variante besteht zwar ein sehr geringes europarechtliches Risiko, dass damit die Vorgaben zur Stromkennzeichnung nicht eingehalten werden. Insgesamt erscheint die Vermarktung der Grünstromeigenschaft des EEG-Stroms durch die EVU über eine Änderung der Regelungen zur Stromkennzeichnung jedoch vorzugswürdig gegenüber der ersten Variante zur Einführung zusätzlicher Nachweispapiere.

BBH: Für die Möglichkeit der Bereitstellung von Regelenergie durch Anlagen in der EEG-Vergütung sind gesetzliche Klarstellungen und Änderungen erforderlich:

Die Bereitstellung negativer Regelenergie durch Anlagen in der EEG-Vergütung ist nach unserer Auffassung mit den Vorgaben des Doppelvermarktungsverbots in § 56 EEG vereinbar. Dies gilt trotz der zusätzlichen Einnahmen durch eine Leistungsvergütung, da das § 56 EEG lediglich eine gleichzeitige Vermarktung der Arbeit verbietet, aber nicht umfassend jede Art der Zusatzeinnahme ausschließt. Eine entsprechende Klarstellung in der Gesetzesbegründung wird gleichwohl empfohlen, um bestehende Unsicherheiten zu beseitigen.

Die Bereitstellung positiver Regelenergie ist nur dann mit dem Doppelvermarktungsverbot vereinbar, wenn für die bereitgestellte Arbeit nicht gleichzeitig die EEG-Vergütung geltend gemacht wird. Im Hinblick auf die zusätzlichen Einnahmen durch die Leistungsvergütung gelten dieselben Erwägungen wie bei der negativen Regelenergie. Um die Bereitstellung positiver Regelenergie durch Anlagen in der EEG-Vergütung zu ermöglichen, wäre jedoch eine Änderung des § 17 EEG erforderlich, um eine teilweise Vermarktung der Strommengen zu ermöglichen.

BBH: Bei Einführung einer Marktprämie sollte geprüft werden, ob und inwieweit eine Vermarktung der Grünstromqualität im Rahmen der Vermarktung erfolgen kann.

8 AP 8 EEG-Behörden und sonstige Stellen (FUER, IZES, BBH)

BNetzA, BAFA, BLE, UBA, Clearingstelle EEG, BSH

In diesem Arbeitsschritt wird auf die Zuständigkeiten von verschiedenen Bundesbehörden und anderen Institutionen im Zusammenhang mit dem EEG eingegangen. Direkt oder indirekt mit der Abwicklung des EEG betraut sind

- die Bundesnetzagentur (BNetzA),
- das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA),
- die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE),
- das Umweltbundesamt (UBA) und die
- die Clearingstelle EEG.

Aufgrund seiner Bedeutung für die Offshore-Windenergie wurde zusätzlich auch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) gesondert betrachtet.

Nachfolgend werden zunächst die Aufgaben und Zuständigkeiten der einzelnen Stellen dargestellt. Anschließend wird diskutiert, ob die Wahrnehmung der zugewiesenen Aufgaben eine sinnvolle Arbeitsteilung darstellt oder ob eventuell Überschneidungen der Zuständigkeiten vorliegen. Ferner gilt es zu beurteilen, ob Einsparpotentiale aufgrund von Synergieeffekten vorliegen oder unter dem Gesichtspunkt der Vereinfachung der Abwicklung eine Anpassung der Regelungsstrukturen geboten sein könnte.

Schließlich werden die verschiedenen Fachaufsichten im EEG und die verschiedenen bestehenden Register erörtert.

8.1 Bundesnetzagentur (BNetzA) (FUER,IZES, BBH)

8.1.1 Allgemeiner Überblick

Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur, BNetzA) ist nach § 1 BEGTPG[514] eine selbständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Sie ist nach § 2 BEGTPG u.a. auch auf dem Gebiet des Rechts der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas, einschließlich des Rechts der erneuerbaren Energien im Strombereich tätig. In diesem Zusammenhang hat sie beispielsweise die Aufgabe, durch Liberalisierung und Deregulierung für die weitere Entwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt zu sorgen und ist hierzu mit entsprechenden Verfahren und Instrumenten ausgestattet worden, die

[514] Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BEGTPG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 2009), zuletzt geändert durch Gesetz vom 5. Februar 2009 (BGBl. I S. 160).

auch Informations- und Untersuchungsrechte sowie abgestufte Sanktionsmöglichkeiten einschließen.

8.1.1.1 Überblick EEG-Aufgaben

Innerhalb des EEG führt die Bundesnetzagentur das Register für die Photovoltaikanlagen nach § 16 Abs. 2 Satz 2 EEG und ist gemäß § 20 Abs. 2a Satz 2 EEG mit der Festlegung und Veröffentlichung der Degressionshöhe für diese Anlagen betraut. Weiterhin empfängt sie gemäß § 51 EEG, § 7 AusglMechV zahlreiche Informationen von Anlagen-, Netzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen und nimmt nach § 61 Abs. 1 Satz 1 EEG sowie § 10 AusglMechV bestimmte Überwachungsaufgaben im Zusammenhang mit dem Wälzungsmechanismus wahr. Zudem macht sie bestimmte, von den Übertragungsnetzbetreibern einzuhaltende, Vorgaben für die Stromvermarktung, § 2 Abs. 2 Satz 3, § 11 AusglMechV iVm. §§ 1 ff. AusglMechAV. Daneben ist sie auch Verordnungsgeberin im Zuge des bundesweiten Ausgleichmechanismus nach § 64 Abs. 3 Nr. 7 EEG i.V.m. § 11 AusglMechV. Schließlich unterstützt sie nach § 61 Abs. 1 Satz 2 EEG, § 51 Abs. 3 Satz 2 EEG, § 9 AusglMechV das BMU bei der Gesetzes-Evaluierung und Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts (§ 65 EEG) und fungiert als zuständige Bußgeldbehörde nach § 62 EEG. Die Befugnisse der BNetzA können im Verordnungswege über § 64 Abs. 3 Nr. 8 EEG entsprechend angepasst werden. Die Fachaufsicht über die BNetzA hat gemäß § 63 Satz 2 EEG das BMWi.

8.1.1.2 Überblick EnWG-Aufgaben

Die BNetzA überwacht die Netzanschlussvorschrift des § 17 Abs. 2a EnWG sowie die Informationspflichten der §§ 13 und 14 EnWG und der Stromkennzeichnung. Zudem ist sie in der Regulierung der Netzentgelte, der Messeinrichtungen, des Regelenergiemarkts und der Bilanzkreise tätig. Desweiteren kann die BNetzA nach § 49 Abs. 5 EnWG Maßnahmen zur technischen Sicherheit bei Energieanlagen treffen.

8.1.2 Aufgaben der BNetzA im EEG

8.1.2.1 PV-Register/-Degressionssätze

In § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9 EEG wird die Möglichkeit der Einrichtung eines umfassenden Anlagenregisters zur Erhöhung der Transparenz und zur Vereinfachung des Ausgleichsmechanismus durch Verordnung eröffnet. Bis zum jetzigen Zeitpunkt wurde hiervon kein Gebrauch gemacht, sodass bislang kein einheitliches Anlagenregister existiert. Zurzeit beschränkt sich die Meldepflicht daher auf Photovoltaikanlagen. Hierzu führt die BNetzA im Rahmen von § 16 Abs. 2 Satz 2 EEG das Register für Photovoltaikanlagen. Die Vergütungspflicht nach den §§ 32 und 33 EEG besteht hiernach nur, wenn die Anlagenbetreiber den Standort und die Leistung ihrer Anlagen der BNetzA gemeldet haben. Zu diesem Zweck hat die BNetzA

entsprechende Formularvorlagen vorgegeben, mittels dieser die Anlagenbetreiber ihre Daten zu übermitteln haben, § 16 Abs. 2 Satz 2 HS 2 EEG iVm. § 53 Abs. 3 Satz 1 EEG[515]. Die Datenerhebung dient der Erfassung der Installationszahlen sowie der installierten PV-Leistung[516]. Ziel des Gesetzgebers ist es, durch die erfasste Einspeiseleistung die Degressionssätze nach den §§ 20 Abs. 2 Satz 1 Nr. 8, Abs. 2a EEG (§ 20 Abs. 3 Satz 2 n.F.) bestimmen zu können[517]. Die Vergütung und Boni gemäß §§ 23 bis 33 EEG verringern sich für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2010 in Betrieb genommen wurden (§ 20 Abs. 1 EEG). Die Prozentsätze, um den die Vergütungssätze und Boni sinken, werden explizit für die verschiedenen Erzeugungsformen in § 20 Abs. 2 EEG geregelt. Für Strom aus solarer Strahlungsenergie ergibt sich dabei die Besonderheit, dass die Degression abhängig ist von der aggregierten Leistung der insgesamt bei der Bundesnetzagentur registrierten Anlagen (§ 20 Abs. 2a EEG). Wächst der Markt daher schneller als die vorgegebene Bandbreite, erhöht sich die Degression zusätzlich, so dass hierdurch auf die Marktentwicklung dämpfend eingewirkt werden kann[518]. Neben dieser Datenerfassung ist die BNetzA in diesem Bereich auch mit Aufgaben der Datenveröffentlichung betraut. Nach § 20 Abs. 2a Satz 2 EEG (§ 20 Abs. 3 Satz 2 n.F.) veröffentlicht die BNetzA im Einvernehmen mit BMU und BMWi die für das jeweilige Folgejahr geltende Degressionshöhe für PV-Anlagen und die daraus resultierenden Vergütungssätze im Bundesanzeiger[519].

8.1.2.2 Datenerhebung

Auch im Rahmen von § 51 EEG ist die BNetzA mit einer umfassenden Datenerhebung (zur ordnungsgemäßen Durchführung des bundesweiten Ausgleichs im Interesse des Verbraucherschutzes) betraut. Zu diesem Zweck erhebt die Bundesnetzagentur die Daten der am Wälzungsmechanismus beteiligten Akteure und veröffentlicht diese in einem Statistikbericht (ausführlich hierzu in Kapitel 9). Für die Meldung der Daten sind auch hier die von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Erhebungsbögen zu verwenden (§ 51 Abs. 3 Satz 1 EEG)[520]. Zur Datenerhebung nach § 51 EEG zählen:

---

515 „Formular zur Meldung von Photovoltaikanlagen an die Bundesnetzagentur“, http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/88590/publicationFile/1846/PhotovoltaikanlFormularID17985pdf.pdf.

516 BT-Drs. 16/9477, Seite 23.

517 *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 16 Rn. 59, *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 16 Rn. 27.

518 BT-Drs. 16/9477, S. 24.

519 Vgl. etwa *BNetzA*, Degressions- und Vergütungssätze für das Jahr 2010, Oktober 2009, www.bundesnetzagentur.de.

520 Z. B. „EEG-Erhebungsbogen 2009 für Verteilernetzbetreiber“, „EEG-Erhebungsbogen 2009 für Stromlieferanten“, „Formular zur Meldung des durch die Anlagenbetreiberin/den Anlagenbetreiber direkt vermarkteten EEG-Stroms“, vgl. http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErhebungVonUnternehmensdaten/DatenerhebungEEG/DatenerhebungEEG_node.html.

- Anlagenstandort und -leistung, Strommengen beim PV-Selbstverbrauch, eingesetzte Biomasse außerhalb der BiomasseV, eingesetzte Technologien im Bereich des Biomasse-Technologie- und des KWK-Bonus (§ 46 EEG)
- Höhe der Spannungsebene, an die die Anlage angeschlossen ist (§ 47 Abs. 2 Nr. 1 EEG)
- Endabrechnung der Netzbetreiber (§ 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG), einschließlich der Daten nach § 47 Abs. 2 Nr. 2 bis 4 (Höhe der vermiedenen Netzentgelte, abgenommene Energiemengen von nachgelagerten Netzbetreibern und ihre Abgabe bzw. ihren Selbstverbrauch)521
- Endabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber (§ 48 Abs. 2 Nr. 2 EEG)
- die an die Letztverbraucher gelieferte Energiemengen (§ 49 EEG)
- die in Ansatz zu bringenden Strombezugskosten pro Kilowattstunde, soweit die EEG-Umlage ausgewiesen wird (§ 54 Abs. 1 EEG, § 7 Abs. 3, § 8 AusglMechV)
- Daten, die zur jeweiligen Datenüberprüfung erforderlich sind[522]
- Strommengen, die nicht nach EEG vergütet, sondern an Dritte veräußert wurden (51 Abs. 2 EEG)
- die aufgeschlüsselten Einnahmen und Ausgaben des Vorjahres der Übertragungsnetzbetreiber (§ 7 Abs. 4 Nr. 2 AusglMechV).

8.1.2.3 Überwachungsaufgaben

Im 6. Teil des EEG („Rechtsschutz und behördliches Verfahren“) werden die Überwachungsaufgaben der Bundesnetzagentur einschließlich ihrer Kompetenzen geregelt.

8.1.2.3.1 Überwachung nach § 61 Abs. 1 EEG

Der Bundesnetzagentur ist nach § 61 Abs. 1 EEG die Aufgabe zugewiesen, die Einhaltung der den Netzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie deren Zusammenschlüssen obliegenden Verpflichtungen nach § 35 und §§ 51 bis 54 EEG zu überwachen[523]. Nach § 61 Abs. 1 Satz 1 EEG hat sie daher die Aufgabe, zu überwachen, dass den Elektrizitätsversorgungsunternehmen nur die EEG-Vergütung abzüglich der vermiedenen Netzentgelte berechnet werden (Nr. 1), die Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten aus den §§ 51, 52 EEG eingehalten werden (Nr. 2) und die gegenüber Dritten ausgewiesenen Differenzkosten

521 Bei den Daten nach § 47 Abs. 2 Nr. 2 bis 4 EEG könnte es sich auch um zur „Überprüfung erforderliche Daten“ handeln, vgl. *H. Posser/S. Altenschmidt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 51 Rn. 6

522 Dies dürfte weitgehend klarstellende Funktion haben, vgl. BT-Drs. 16/8148, Seite 70.

523 BT-Drs. 16/8148, Seite 74.

(jetzt: EEG-Umlage[524]) nur nach Maßgabe der gesetzlichen Vorschriften angezeigt werden (Nr. 3). Mit Inkrafttreten der AusglMechV ist § 61 EEG dahingehend zu modifizieren, dass auch die Überwachung der Vermarktung und die Ermittlung, Festlegung, Veröffentlichung und Weitergabe der EEG-Umlage sowie die Anzeige der EEG-Umlage nach § 8 Absatz 2 AusglMechV zum Aufgabenspektrum der BNetzA gehören (§ 10 Abs. 1 AusglMechV). Die BNetzA erstellt in diesem Zusammenhang für die von den ÜNBs übermittelten Einnahmen und Ausgaben eine zusammengefasste Bilanz und veröffentlicht diese auf ihren Internetseiten (§ 10 Abs. 2 AusglMechV). Der Vollzug all dieser Aufgaben bedeutet, dass die BNetzA – neben den Vorlage- und Veröffentlichungspflichten – insbesondere den Wälzungsmechanismus, d. h. den bundesweiten Ausgleich von Energiemengen und Vergütungszahlungen überwacht und im Missbrauchsfall entsprechend einschreiten kann[525]. Unter die Überwachungspflicht der BNetzA fällt nach der Gesetzesbegründung der „bundesweite Ausgleichsmechanismus, beginnend bei dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, über die Übertragungsnetzbetreiber und die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, gegen die Vergütungsansprüche und Stromabnahmeansprüche geltend gemacht werden, bis zum Letztverbraucher, dem infolge des bundesweiten Ausgleichs die EEG-Umlage in Rechnung gestellt wird“[526]. Der genaue Überwachungsumfang ist jedoch angesichts des bisherigen Wortlauts äußerst umstritten[527] und sollte gesetzgeberisch auf die zweite bis vierte Stufe des bundesweiten Ausgleichs (§§ 35 bis 39 EEG) präzisiert werden. Eine ordnungsgemäße Aufgabenerfüllung durch die BNetzA kann nur durch eine Überwachung sämtlicher Stufen des bundesweiten Ausgleichsmechanismus erfolgen[528].

Auch nach dem Willen des Gesetzgebers nicht von der Aufgabenzuweisung umfasst, ist die Frage der Berechtigung des von dem Anlagenbetreiber geltend gemachten Vergütungsanspruchs. Hierfür sollen nach der Gesetzesbegründung die zivilrechtlichen und zivilprozessualen Möglichkeiten ausreichend sein[529]. An der Richtigkeit dieser Einschätzung bestehen aber Zweifel. Nur für den Fall, dass der Anlagenbetreiber geringer als gesetzlich nach den §§ 16 ff. EEG vorgesehen vergütet wird, ist zu erwarten, dass er seine zivilrechtlichen und zivilprozessualen Möglichkeiten ausreichend in Anspruch nimmt. Dies kann jedoch nicht für den Fall gelten, dass

---

524 § 8 Abs. 1 AusglMechV.

525 BT-Drs. 16/2455, Seite 11; BMU, EEG-Erfahrungsbericht 2007, Seite 51 f.

526 BT-Drs. 16/8148, Seite 74; BT-Drs. 16/2455, Seite 11; a. A. S. *Gerstner*, RdE 2005, 135, 137, der die Überwachung auf die 2. Stufe begrenzt sieht.

527 Vgl. zum bisher problematischen – auf die 2. Stufe hindeutenden – Gesetzeswortlaut *U. Ehricke*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 61 Rn. 10 ff.; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 12 ff.; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 16 ff.; *S. Gerstner*, RdE 2005, 135, 137.

528 *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 19a Rn. 10; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 19; *A. Klemm*, Versorgungswirtschaft 2006, 169, 272; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 14; *U. Ehricke*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 61 Rn. 12.

529 BT-Drs. 16/8148, Seite 74 f.

aufgrund falscher Einordnung der Anlagen o.ä. der Anlagenbetreiber höher als gesetzlich vorgesehen vergütet wird. Zwar läuft der Netzbetreiber dann Gefahr, seine Kosten nicht vollständig vom Übertragungsnetzbetreiber zu erhalten. Letzterer ist nach § 35 Abs. 1 EEG nur zur Vergütung entsprechend den §§ 18 bis 33 EEG verpflichtet. Mangels Überprüfung der ersten Stufe sind die ÜNB aber weitgehend nicht in der Lage, eine zu hohe Vergütung zu erkennen. Auch die Testierungsmöglichkeiten nach §§ 50, 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG bieten hier keine bzw. nicht ausreichend Kontrollfunktion, da Wirtschaftsprüfer die ersten Stufe grundsätzlich nicht mit überprüfen (siehe 10.4.1). Es sollte daher auch auf der ersten Stufe des bundesweiten Ausgleichs eine (bessere) Kontrolle stattfinden (siehe 10.4.1). Ebenso ist das Verhältnis der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu den Letztverbrauchern nicht von der Überwachung der BNetzA umfasst[530]. Da somit weder auf der ersten, noch auf der fünften Stufe im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung eine Überwachung durch die BNetzA stattfindet, ergibt sich in diesen Bereichen ein teilweise erhebliches Missbrauchspotenzial, was durch Erfahrungen der BNetzA und des BAFA bestätigt wird (siehe hierzu 6.7 und 10.4.1)

Die konkrete Überwachung der jeweils beanspruchten Vergütungs- und Geldströme erfolgt durch einen Datenbankabgleich auf der Grundlage der automatisiert gemachten Angaben, indem jeweils die mitgeteilten Ansprüche und die Summe der gezahlten Vergütungen bzw. der EEG-Umlage der Höhe nach mittels entsprechender Datenbanksoftware abgeglichen und Abweichungen angezeigt werden[531]. Die Datenbanksoftware soll dabei so gestaltet sein, dass Abweichungen automatisch angezeigt werden und nur in diesem Fall Anlass besteht, die zur Verfügung stehenden Kompetenzen zur Sachverhaltsaufklärung und ggf. zur Durchsetzung eines rechtmäßigen Handelns einzusetzen (siehe hierzu 10.4.1)[532].

Eine wichtige Grundlage hierfür bildet die Überwachung der Veröffentlichungs- und Vorlagepflichten nach § 61 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG. Sie dient der besseren Transparenz des bundesweiten Ausgleichs und soll der BNetzA ermöglichen, die berechneten EEG-Vergütungen und ihre korrekte Weiterwälzung zu überprüfen, wodurch einer unangemessenen Belastung der Letztverbraucher vorgebeugt werden soll[533]. Zur Erleichterung dieser Überprüfung könnte die BNetzA ihren bestehenden Internet-Veröffentlichungsleitfaden um EEG-spezifische Veröffentlichungspflichten ergänzen, insbesondere zur Auffindbarkeit und optischen sowie inhaltlichen Aufbereitung der Daten auf den Internetseiten der Netzbetreiber und

---

530 *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 19a Rn. 9; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 13.

531 BT-Drs. 16/8148, Seite 75.

532 BT-Drs. 16/8148, Seite 75.

533 BT-Drs. 15/2327, Seite 38; BT-Drs. 16/8148, Seite 70 f.; V. *Oschmann/A. Rostankowski*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 15 Rn. 2; *V. Oschmann/J. Thorbecke*, ZNER 2006, 304, 306 f.; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 16 f.; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 23.

EVU[534]. Auch die Überprüfung der EEG Umlage nach § 61 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG, § 8 AusglMechV dient der besseren Transparenz und Nachvollziehbarkeit der an die Letztverbraucher weitergegebenen Kosten[535]. EVU, welche die EEG-Umlage ausweisen und abrechnen, sollen nachweisen, dass Kosten in dieser Höhe auch tatsächlich entstanden sind. Zudem soll es ihnen ermöglicht werden, im Rahmen des Wälzungsmechanismus auf sie abgewälzte Kosten an die Verbraucher weitergeben zu können.

Die an die BNetzA übermittelten Daten können nach einer Plausibilitätsprüfung intern ausgewertet und mit den Datenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber verglichen werden, um die Veröffentlichungen der Netzbetreiber und EVU (Stromlieferanten) auf deren Internetseiten sowie die EEG-Umlage nach den Vorgaben der §§ 53, 54 EEG, 8 AusglMechV hin überprüfen zu können[536].

8.1.2.3.2 Befugnisse nach § 61 Abs. 2 und 3 EEG

Für die Wahrnehmung ihrer Überwachungsaufgaben stehen der BNetzA gemäß § 61 Abs. 2 EEG weitgehend die Befugnisse des 8. Teils des EnWG (§§ 65 bis 108 EnWG) zur Verfügung, mit Ausnahme einiger inkompatibler oder im EEG eigenständig geregelter Vorschriften[537]. Das Überwachungsverfahren umfasst daher etwa Auskunftsverlangen gegenüber den betroffenen Unternehmen, Betretungsrechte sowie Durchsuchungen und Beschlagnahmen (§§ 69 und 70 EnWG)[538]. Bislang hat die BNetzA hiervon keinen Gebrauch gemacht.

Grundnorm innerhalb dieser Vorschriften bildet § 65 EnWG („Aufsichtsmaßnahmen“)[539]. Nach § 65 Abs. 1 EnWG kann die BNetzA

> „Unternehmen oder Vereinigungen von Unternehmen verpflichten, ein Verhalten abzustellen, das den Bestimmungen dieses Gesetzes sowie den auf Grund dieses Gesetzes ergangenen Rechtsvorschriften entgegensteht“.

---

534 Vgl. BNetzA, Leitfaden für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber (Stand: 23.06.2008); in diese Richtung auch *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 20.

535 BT-Drs. 16/8148, Seite 71.

536 BT-Drs. 16/2455, Seite 11; BMU, EEG-Erfahrungsbericht 2007, Seite 53; *V. Oschmann/J. Thorbecke*, ZNER 2006, 304, 307.

537 *V. Oschmann/J. Thorbecke*, ZNER 2006, 304, 307.

538 *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 35; *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 19a Rn. 39; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 52; *U. Ehricke*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, § 61 Rn. 25.

539 *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 19a Rn. 39; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 31; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 32; *U. Ehricke*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, § 61 Rn. 25.

Und nach § 65 Abs. 2 EnWG:

> „Kommt ein Unternehmen oder eine Vereinigung von Unternehmen seinen Verpflichtungen nach diesem Gesetz oder den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen nicht nach, so kann die BNetzA die Maßnahmen zur Einhaltung der Verpflichtungen anordnen".

Beides gilt jedoch nur soweit die jeweilige Überwachungsaufgabe der BNetzA nach § 61 Abs. 1 EEG übertagen wurde („Für die Wahrnehmung der Aufgaben nach Abs. 1…"). Entsprechende Entscheidungen der BNetzA werden nach § 61 Abs. 3 EEG von den Beschlusskammern getroffen. Dabei hat die BNetzA sowohl Entschließungs- als auch Auswahlermessen[540], d.h. sie kann entscheiden, „ob" und „wie" sie handelt. Ein § 30 EnWG vergleichbares Missbrauchsverfahren gibt es mangels Verweisung auf diese Vorschrift dagegen nicht[541]. Auch Maßnahmen gegenüber Wirtschafts- und Berufsvereinigungen nach § 69 Abs. 1 Satz 2 EnWG können aufgrund der ausdrücklichen Ausnahme in § 61 Abs. 2 EEG nicht ergehen, da diesen keine Pflichten nach dem EEG auferlegt sind[542]. In der Literatur wird dies zwar teilweise problematisiert, falls am Belastungsausgleich Beteiligte ihre Pflichten auf derartige Vereinigungen delegieren (z. B. VDN/BDEW)[543]. Rechtlich kann es eine solche Delegation aber nicht in wirksamer Weise erfolgen. Öffentlich-rechtliche oder vertragliche Pflichten lassen sich nicht durch einseitige Erklärung auf Dritte delegieren. Bezüglich der von der BNetzA nach § 61 Abs. 1 Satz 1 EEG wahrzunehmenden Aufgaben bleibt immer ein direktes Verhältnis zwischen BNetzA und den nach dem EEG-Verpflichteten.

Im Rahmen ihrer Überwachungsaufgaben können Entscheidungen der BNetzA dabei lediglich dem Grunde nach feststellen, ob die überwachten Pflichten eingehalten bzw. umgesetzt wurden[544]. Für die konkrete Geltendmachung von Ansprüchen bzw. Rechten muss der Zivilrechtsweg beschritten werden, wobei die Gerichte bestandskräftige Entscheidungen der BNetzA grundsätzlich zu beachten haben[545].

---

[540] *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 19a Rn. 25; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 38; *U. Ehricke*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, § 61 Rn. 25; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 33.

[541] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 33; *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 19a Rn. 18; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 33; *U. Ehricke*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, § 61 Rn. 25.

[542] *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 53; *U. Ehricke*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, § 61 Rn. 24; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 38; *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 19a Rn. 43 Fn. 117.

[543] Für eine Anwendbarkeit des § 69 Abs. 1 Satz 2 EnWG in diesen Fällen daher *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 38; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 53.

[544] *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 11; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 2; *U. Ehricke*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, § 61 Rn. 2.

[545] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 10; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 11; *U. Ehricke*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, § 61 Rn. 6.

8.1.2.4 Vorgaben zur Stromvermarktung

Neben der (bloßen) Überwachung des Ausgleichsmechanismus erlässt die BNetzA nach § 2 Abs. 2 Satz 3 AusglMechV nähere Vorgaben insbesondere zu Vermarktung, Handelsplatz, Prognoseerstellung, Beschaffung der Ausgleichsenergie, Transparenz- und Mitteilungspflichten, die bei der Stromvermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber einzuhalten sind. Hierzu ist im Februar 2010 nach § 64 Abs. 3 Nr. 7 EEG i.V.m. § 11 AusglMechV die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (Ausgl MechAV)[546] von der BNetzA erlassen worden. Sie bezweckt durch ergänzende Bestimmungen, die Einnahmen und notwendigen Ausgaben zur Durchführung des Ausgleichsmechanismus vollständig zu erfassen, sie transparent und nachprüfbar zu machen und Anreize zur bestmöglichen Vermarktung zu geben.

8.1.2.5 Gesetzesevaluierung / EEG-Erfahrungsbericht

Um den erweiterten Befugnissen der BNetzA (s.o.) auch erweiterte Aufgaben gegenüber zu stellen[547] unterstützt die BNetzA nach § 61 Abs. 1 Satz 2 EEG, § 9 AusglMechV das Umweltministerium fortlaufend bei der Gesetzes-Evaluierung und Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts (§ 65 EEG). Dies dient auch der Erfüllung weiterer nationaler und internationaler Berichts- und Informationspflichten[548], wie etwa gegenüber der EU-Kommission aufgrund der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie[549]. Zu diesem sowie für statistische Zwecke stellt die BNetzA gemäß § 51 Abs. 3 Satz 2 EEG die im Rahmen ihrer Überwachungstätigkeit ermittelten Daten – mit Ausnahme der Strombezugskosten – nach § 51 EEG dem BMU und dem BMWi zur Verfügung. Gerade die Berichterstattungen und politischen Entscheidungen sind auf eine umfassende und aktuelle Datensammlung angewiesen, was angesichts der schnellen Entwicklungen im Bereich Erneuerbarer Energien (z. B. Photovoltaik) und der hohen Anzahl kleiner und mittlerer EEG-Anlagen vergleichsweise aufwändig ist[550] (näher hierzu Kapitel 9).

Von den Netzbetreibern sollen mittels des EEG-Erhebungsbogens u.a. kategorienscharf und energieträgerscharf die eingespeiste EEG-Strommenge – Angaben, die von den Anlagenbetreibern gegenüber den Netzbetreibern zu machen sind – und die dafür geleistete Vergütung ab-

---

546 Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung – AusglMechAV) vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134).

547 BT-Drs. 16/8148, Seite 75.

548 BT-Drs. 16/8148, Seite 75.

549 Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EU Nr. L 140/16 vom 05.06.2009.

550 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, Seite 51 ff.

gefragt werden[551]. Daneben sollen sie die durch die Einspeisung entstandenen vermiedenen Netznutzungsentgelte angeben, die bei der Vergütung des Netzbetreibers in Abzug zu bringen sind. Zudem sollen energieträgerscharf und bezogen auf das Jahr der Inbetriebnahme die Anzahl der Anlagen und davon der Anteil der leistungsgemessenen Anlagen und die installierte EEG-Leistung abgefragt werden.

Die Stromlieferanten wiederum sollen netzbetreiberscharf den nichtprivilegierten und privilegierten Letztverbraucherabsatz angeben[552], § 49 EEG.

8.1.2.6 Bußgeldbehörde

Weiterhin ist die BNetzA gemäß § 62 Abs. 3 EEG für die Ahndung von Ordnungswidrigkeiten im Zusammenhang mit dem EEG verantwortlich und die zuständige Bußgeldbehörde nach § 36 Abs. 1 Nr. 1 OWiG[553]. Die BNetzA ist demnach befugt, Bußgeldbescheide zu erlassen, sofern die Zuwiderhandlung nach § 61 Abs. 1 EEG nicht zugleich einen Straftatbestand erfüllt, wofür die Staatsanwaltschaften zuständig sind (§§ 40, 41 OWiG). Hinsichtlich der Zumessung der Geldbuße ist auf die allgemeinen Vorschriften des OWiG zurückzugreifen, wonach als Grundlage der Grad des Verschuldens (Vorsatz bzw. Fahrlässigkeit), die Bedeutung der Ordnungswidrigkeit und der Vorwurf, der den Täter trifft sowie auch seine wirtschaftlichen Verhältnisse in Betracht kommen (§ 17 Abs. 2 und 3 OWiG)[554].

8.1.2.7 Anpassung der Befugnisse

Gemäß § 64 Abs. 3 Nr. 8 EEG können die Befugnisse der BNetzA im Verordnungswege entsprechend angepasst werden.

8.1.3 Bundesnetzagentur bzgl. EnWG-Aufgaben mit Wirkung auf das EEG (BBH)

8.1.3.1 Netzanschluss von Offshore-Windkraftanlagen nach § 17 Abs. 2a EnWG

8.1.3.1.1 Rechtlicher Rahmen des EnWG

Nach § 17 Abs. 2a Satz 1 EnWG sind Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, Offshore-Windkraftanlagen nach § 3 Nr. 9 EEG an ihr Netz

---

551 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, Seite 53.

552 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, Seite 53.

553 Gesetz über Ordnungswidrigkeiten (OWiG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. Februar 1987 (BGBl. I S. 602), zuletzt geändert durch Gesetz vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2353).

554 *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 19b Rn. 6; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 62 Rn. 14.

anzubinden. ÜNB, in deren Regelzone die Netzanbindung von Offshore-Anlagen erfolgen soll, haben dazu die Leitungen zwischen dem Umspannwerk der Anlagen und dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt zu errichten und zu betreiben. Die in § 17 Abs. 2a Satz 2 EnWG enthaltene Fiktion bestimmt, dass derartige Anschlussleitungen ab Errichtung als Teil des Energieversorgungsnetzes gelten. Damit werden Anlagenbetreiber im Ergebnis von den Kosten und damit von dem wirtschaftlichen und technischen Risiko der Netzanbindung ihres Windparks befreit.[555] Die Vorschrift von § 17 Abs. 2a EnWG verdrängt dabei teilweise die im EEG enthaltenen Regelungen zu Netzanschluss und -ausbau.[556] Darüber hinaus bleiben die übrigen Vorschriften des EEG anwendbar, da es sich bei § 17 Abs. 2a EnWG lediglich um eine Sonderregelung bezüglich der Kostentragung für Netzanschluss und Netzausbau handelt, durch welche Anlagenbetreiber über das EEG hinaus privilegiert werden sollen.[557] Gemäß der Übergangsvorschrift in § 118 Abs. 3 EnWG gilt die Regelung von § 17 Abs. 2a EnWG nur für Offshore-Anlagen, mit deren Errichtung bis zum 31. Dezember 2015 begonnen worden ist.

Die Überwachung der Vorschrift des § 17 Abs. 2a EnWG obliegt – wie für alle Vorschriften des EnWG – der *Bundesnetzagentur (BNetzA)*. Die *BNetzA* kann in diesem Rahmen bei Verstoß gegen die Vorschriften insbesondere ein Missbrauchsverfahren nach den §§ 30 ff. EnWG durchführen. Denn nach § 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 EnWG liegt ein missbräuchliches Verhalten eines Netzbetreibers bei einem Verstoß gegen die Abschnitte 2 und 3 vor, wozu auch die Vorschrift des § 17 EnWG gehört. Daneben ist auch die Einleitung eines allgemeinen behördlichen Verfahrens gemäß §§ 65 ff. EnWG möglich. Nach § 65 Abs. 4 EnWG bleiben die Befugnisse der *BNetzA* aus § 30 Abs. 2 EnWG unberührt.[558]

8.1.3.1.2 Praktische Rolle der BNetzA

Ein in der Praxis besonders relevantes Problem im Zusammenhang mit dem Anschluss von Offshore-Anlagen war bzw. ist, ab welchem Zeitpunkt die Netzbetreiber verpflichtet sind, mit dem oftmals langwierigen und kostenintensiven Netzausbau bzw. Netzanschluss zu beginnen.[559] Die Planung und Errichtung sowohl von Offshore-Windparks als auch von deren Netzanbindung sind komplexe und mit vielen Unwägbarkeiten verbundene Vorhaben, die jeweils einen langen Vorlauf benötigen.[560] Die Rechte und Pflichten aus § 17 Abs. 2a EnWG knüpfen dabei an den noch ungewissen

---

555 Vgl. *Prall* in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. (im Erscheinen), § 31 Rn. 65; siehe auch *Wustlich*, ZUR 2007, 122 (126).

556 *Hartmann*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Loseblatt (Stand: Januar 2010), § 17 EnWG Rn. 158; vgl. dazu auch § 2 Abs. 2 EnWG.

557 *Hartmann*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Loseblatt (Stand: Januar 2010), § 17 EnWG Rn. 158.

558 Vgl. dazu auch *Hanbeck*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2008, § 65 Rn. 1.

559 Vgl. *Hartmann*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Loseblatt (Stand: Januar 2010), § 17 EnWG Rn. 161.

560 *Prall* in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. im Erscheinen, § 31 Rn. 71.

Zeitpunkt der technischen Betriebsbereitschaft an und beruhen daher lediglich auf einer Prognose. Für die Netzbetreiber ist dabei vor allem relevant, ob und wie sie die für die Herstellung der Netzanbindung getätigten Investitionen auf die Netznutzungsentgelte umlegen können, falls sich diese Prognosen nicht bestätigen. Dies führte auf Seiten der ÜNB zu einem eher restriktiven Verhalten bei der Errichtung von Netzanschlussleitungen. Um das Ausfallrisiko auf Seiten der Anlagenbetreiber zu minimieren, verlangten die Netzbetreiber konkrete Finanzierungszusagen, bevor sie die Netzanbindung der Anlage zusagten. Andererseits verlangten aber die finanzierenden Banken der Anlagenbetreiber vor Erteilung der Finanzierungszusagen konkrete Netzanbindungszusagen der ÜNB („Henne-Ei-Problem“).

Die *BNetzA* hat im Rahmen ihrer Überwachungsaufgabe des § 17 Abs. 2a EnWG im Oktober 2009 nach längeren Diskussionen mit der Veröffentlichung eines Positionspapiers auf diese Problematik reagiert.[561] Mit dem Positionspapier sollten eventuelle Blockaden für Investitionsentscheidungen gelöst werden.[562] Ohne Modifikation des ausnahmslos eingeräumten gesetzlichen Anspruchs werden in diesem Positionspapier insbesondere sog. „Anbindungskriterien“ definiert, ab deren Vorliegen Netzbetreiber verpflichtet sein sollen, die Netzanbindungszusage zu erteilen und mit der Errichtung des Anschlusses zu beginnen.[563] Damit sollen Verfahrensabläufe geklärt werden, mit Hilfe derer die Rechtzeitigkeit des Netzanschlusses gewährleistet werden soll.[564] Bei Nichteinhaltung dieser Kriterien würde der Netzbetreiber missbräuchlich i.S.v. § 30 EnWG handeln. Andererseits werden aber bei Vorliegen der Kriterien die angefallenen Kosten im Rahmen der Netzentgelte auch für den Fall anerkannt, dass ein konkretes Projekt scheitern sollte. Die Vorgaben des Positionspapiers vom Oktober 2009 wurden durch einen Annex dazu im Januar 2011 weiter entwickelt.[565] In diesem Annex werden insbesondere die Regeln zu Sammelanbindungen (Cluster-Anbindungen) konkretisiert.

Offshore-Windpark-Entwickler bzw. -Betreiber haben nach den Vorgaben des Positionspapiers zunächst die Realisierungswahrscheinlichkeit ihrer Offshore-Anlagen hinreichend nachzuweisen.[566] Ein solcher hinreichender Nachweis wird unter anderem bereits dann vermutet wenn dem ÜNB die nach öffentlichem Recht erforderlichen Genehmigungen oder eine Zusicherung nach § 38 VwVfG, ein plausibler Bauzeitenplan, die Durchführung der Baugrunduntersuchung, eine verbindliche Finanzierung der Wind-

561 *BNetzA*, Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG, Oktober 2009.

562 Vgl. *BNetzA*, Positionspapier, S. 3 f.

563 *Hartmann*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Loseblatt (Stand: Januar 2010), § 17 EnWG Rn. 161.

564 *Prall*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. im Erscheinen, § 31 Rn. 73.

565 BNetzA, Annex zum Positionspapier Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG, Januar 2011.

566 *BNetzA*, Positionspapier, S. 4.

energieanlagen unter dem Vorbehalt der Erteilung einer Netzanbindungszusage oder Vorverträge über die Bestellung der wesentlichen Großkomponenten nachgewiesen werden.[567]

8.1.3.1.3 Bewertung

Es ist zunächst positiv festzustellen, dass eine behördliche Überwachung der Netzanbindung stattfindet, da damit Rechtsunsicherheiten und privatrechtliche Auseinandersetzungen zu einem nicht unerheblichen Teil vermeiden werden können. Insgesamt hat die BNetzA nach unserer Einschätzung dabei insgesamt eine proaktive und im Ergebnis positive Rolle bei ihrer Aufgabe zur Überwachung des § 17 Abs. 2a EnWG eingenommen. Bei Problemen im Bereich Netzanbindung von Offshore-Windparks stand die BNetzA nach unserer Erfahrung für Gespräche zur Verfügung und hat konstruktiv mitgewirkt.

Als wichtigen Meilenstein für die Beschleunigung des Netzanschlusses ist die Herausgabe des Positionspapiers zum Netzanschluss hervorzuheben. Die Veröffentlichung des Positionspapiers durch die *BNetzA* auf diesem Gebiet ist als wichtiger Schritt für die Beschleunigung der Netzanbindung grundsätzlich zu begrüßen. Durch das Positionspapier wird eine gewisse Rechtssicherheit sowohl für die Errichter der Anlagen als auch für die Netzbetreiber für die Errichtung der Anbindung von Wind-Offshore-Leitungen geschaffen.

In der Literatur wird zwar das Positionspapier teilweise auch kritisiert, u.a. weil etwa nicht hinreichend deutlich werde, dass es sich bei den Kriterien nur um unverbindliche Regelbeispiele handelt.[568] *Hartmann* schlägt diesbezüglich etwa vor, dass eine Anschlusspflicht auch bereits vor der Finanzierungszusage der Bank bestehen kann, wenn zu erwarten ist, dass das Projekt auch aus anderen Gründen hinreichend sicher durchgeführt wird oder wenn sog. „Stranded Investments“ schon deshalb nicht zu befürchten sind, weil die Anschlussleitung auch für andere Offshore-Windanlagen genutzt werden könnte.

Kritisch kann auch angemerkt werden, dass die BNetzA das Positionspapier in der Praxis teilweise etwas unflexibel anwendet. So wird etwa in dem Positionspapier zu dem sog. „ersten Stichtag“ verlangt, dass der Anlagenbetreiber die Anlagenleistung endgültig angeben muss. Dies führt in der Praxis dazu, dass sich der Anlagenbetreiber bereits zu einem frühen Zeitpunkt faktisch auf einen bestimmten Typ der Windenergieanlage festlegen muss und damit der unternehmerische Handlungsspielraum erheblich eingeengt wird, obwohl die Festlegung des Anlagentyps zu diesem frühen Zeitpunkt eigentlich von dem Positionspapier nicht vorgesehen ist.

---

[567] Ebd., S. 5.

[568] *Hartmann*, in Danner/Theobald, Energierecht, Loseblatt (Stand: Januar 2010), § 17 EnWG Rn. 161.

Trotz einzelner kritischer Anmerkungen bleibt insgesamt jedoch positiv festzuhalten, dass mit dem Positionspapier ein erheblicher Grad an Verlässlichkeit und Planbarkeit geschaffen wurde, der eine wichtige Voraussetzung für die Beschleunigung des Netzanschlusses darstellt.[569]

8.1.3.2 Regulierung der Netzentgelte

Die Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen unterliegt der Regulierung durch die BNetzA bzw. im Falle des § 54 Abs. 2 EnWG (EVU mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden) durch die Landesregulierungsbehörden.

Die Regulierung erfolgt nach §§ 21, 21a EnWG i.V.m. der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetzung (Anreizregulierungsverordnung – ARegV)[570] seit dem 1.1.2009 im Wege der Anreizregulierung. Nach dieser Regulierungsmethode werden den Netzbetreibern durch die BNetzA auf der Grundlage ihrer individuellen Netzkosten und unter Berücksichtigung von Effizienzvorgaben feste Erlösobergrenzen für die Dauer einer fünfjährigen Regulierungsperiode festgelegt. Ein Bezug zum EEG ist hierbei insbesondere bei der Ermittlung der Kostenbasis sowie diversen in der ARegV vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten der Erlösobergrenzen gegeben.

8.1.3.2.1 Kostenbasis

Die BNetzA ermittelt vor Beginn einer Regulierungsperiode das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV), § 6 Abs. 1 ARegV. Die Kostenprüfung erfolgt im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn einer Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Nach Maßgabe der einschränkenden Vorgaben der Strom-/GasNEV finden dabei aufwandsgleiche sowie kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs Berücksichtigung.

Die maßgeblichen Kostenpositionen, die den Netzbetreibern aufgrund von Vorgaben aus dem EEG entstehen, stellen die für den erforderlichen Netzausbau sowie Vergütungszahlungen dar.

Die Kosten für den Netzausbau (u.a. Personal- und Materialkosten sowie kalkulatorische Kosten für ggf. neu errichtete Netzanlagen) gehen nach den obigen Ausführungen in die Kostenbasis ein, soweit sie im sog. Basisjahr (im Strombereich das Jahr 2011 für die zweite Regulierungsperiode in den Jahren 2014 bis 2018) entstehen. Später entstehende Kosten können

---

569 So auch *Hartmann*, in Danner/Theobald, Energierecht, Loseblatt (Stand: Januar 2010), § 17 EnWG Rn. 161.

570 Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 7 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261).

allenfalls unter den unter 2. genannten Voraussetzungen zu einer Anpassung der Erlösobergrenzen während der Regulierungsperiode führen.

Die vom Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber zu entrichtenden Vergütungszahlungen gleichen sich bis auf die nach § 18 Abs. 2 und 3 StromNEV zu ermittelnden vermiedenen Netzentgelte mit den vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber gezahlten Erstattungen aus. Die verbleibenden Kosten in Höhe der vermiedenen Netzentgelte stellen eine anerkannte Kostenposition in der Kostenprüfung dar.

8.1.3.2.2 Anpassungsmöglichkeiten während einer Regulierungsperiode

Die vor Beginn der Regulierungsperiode seitens der BNetzA festgelegten Erlösobergrenzen unterliegen während der Regulierungsperiode diversen Anpassungsrechten bzw. –pflichten durch die BNetzA bzw. die Netzbetreiber und weisen in den nachfolgend dargestellten Fällen einen Bezug zum EEG auf.

Nach der Systematik der ARegV gelten u.a. Kosten oder Erlöse aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 ARegV als sog. dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Diese Kostenanteile sind nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Ziff. 2 ARegV durch die Netzbetreiber jährlich anzupassen. Die zum 01.01. eines Jahres erfolgende Anpassung wird im Nachgang von der BNetzA überprüft.

Ebenfalls als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten genehmigte Investitionsbudgets nach § 23 ARegV, § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 ARegV. Durch dieses Instrument werden bestimmte in der Vorschrift aufgezählte Investitionen – darunter solche zur Integration von Anlagen, die dem EEG und dem KWKG unterfallen, § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 ARegV, privilegiert. Investitionsbudgets für diese Investitionen können unter den einschränkenden Voraussetzungen des § 23 Abs. 6 ARegV ausnahmeweise auch von Verteilnetzbetreibern beantragt werden. Voraussetzung für die Erteilung der Genehmigung durch die BNetzA ist in diesen Fällen u.a., dass die Investitionen nicht durch den sog. Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werden, § 24 Abs. 6 Satz 1 a.E.

Die Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors auf die festgelegte Erlösobergrenze erfolgt nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV auf Antrag der Netzbetreiber durch die BNetzA. Voraussetzung ist u.a. die nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode. Dieser Umstand wird vermutet, wenn sich die in § 10 Abs. 2 Satz 2 ARegV genannten Parameter – etwa Fläche des versorgten Gebietes oder Anzahl der Anschlusspunkte – dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern.

§ 10 Abs. 2 Satz 4 ARegV enthält die Ermächtigung für die Festlegung sonstiger Parameter durch die Regulierungsbehörden nach § 32 Abs. 1 Nr. 3 ARegV. Von dieser Ermächtigung hat die BNetzA mit Beschluss vom

08.09.2010, Az. BK8-10/004, Gebrauch gemacht und den zusätzlichen Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ festgelegt. Die Festlegung dient laut Begründung der BNetzA ausdrücklich dem Ziel, den zusätzlichen Kosten der Verteilnetzbetreiber aufgrund des starken Zuwachses an dezentralen Erzeugungsanlagen Rechnung zu tragen.

Die Festlegung des zusätzlichen Parameters ist vor allem für Netzbetreiber, die am sog. vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, von Vorteil, da diesen ein Antrag auf Genehmigung eines Investitionsbudgets nach § 24 Abs. 3 ARegV verwehrt ist. Diese sog. kleinen Netzbetreiber können nun erstmalig ihre aufgrund des Anschlusses dezentraler Erzeugungsanlagen während einer Regulierungsperiode entstehenden Kosten über das Instrumentarium des Erweiterungsfaktors berücksichtigen lassen. Ob und inwieweit hierdurch sämtliche Kosten der betroffenen Netzbetreiber abgedeckt werden, kann aufgrund der zugrunde liegenden Formel nur unter Betrachtung des jeweiligen Einzelfalls beantwortet werden.

Demgegenüber kann sich die Festlegung für Netzbetreiber im Regelverfahren im Einzelfall als nachteilig erweisen, da ihnen hierdurch die Möglichkeit der Beantragung eines Investitionsbudgets für Investitionen, die der Integration von EEG- und KWKG-Anlagen dienen, mit der ggf. günstigeren Auswirkung auf die Höhe der Erlösobergrenzen verwehrt wird.

Insgesamt kann aus unserer Erfahrung festgestellt werden, dass die Frage der Berücksichtigung von Netzinvestitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Praxis der Netzentgeltregulierung durch die BNetzA jedenfalls im Bereich der Verteilnetzbetreiber bislang noch keine überragende Rolle gespielt hat. Stattdessen waren andere Rechtsfragen zu allgemeinen Fragen der Anreizregulierung erheblich relevanter. Wie allerdings auch die kürzlich erlassene Festlegung zum Erweiterungsfaktor für den Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen zeigt, wird die Thematik des Netzausbaus für EEG-Anlagen zunehmend relevanter und wird in den nächsten Jahren sicherlich an Bedeutung zunehmen.

8.1.3.3 Pflichten nach §§ 13 und 14 EnWG

8.1.3.3.1 Rechtlicher Rahmen des EnWG

Die Regelung von § 13 Abs. 1 EnWG berechtigt ÜNB, eventuelle Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems entweder durch sog. netzbezogene (insbesondere Netzschaltungen) oder sog. marktbezogene Maßnahmen (insbesondere den Einsatz von Regelenergie) zu beseitigen. Bei netzbezogenen Maßnahmen sind gemäß § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG unter anderem die Verpflichtungen nach § 8 Abs. 1 EEG zu berücksichtigen. Die besondere Stellung der Anforderungen des EEG geht bereits aus § 2 Abs. 2 EnWG hervor, wonach die Verpflichtungen aus dem EEG (sowie KWKG) vorbehalt-

lich des § 13 EnWG unberührt bleiben. Drosselungen der Einspeisungen aus EEG-Anlagen (bzw. KWK-Anlagen) sind damit erst dann zulässig, wenn die Gefährdung oder Störung auf andere Weise, insbesondere durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen, nicht behoben werden kann.[571] Für den Fall, dass sich eine Gefährdung oder Störung nicht oder nicht rechtzeitig durch solche Maßnahmen beseitigen lassen sollte, sind die ÜNB nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, -transite und -abnahmen „den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen“. Die Regelung des § 14 EnWG erweitert die Befugnisse von § 13 EnWG auch auf Betreiber von Verteilnetzen.[572]

8.1.3.3.2 Rolle der BNetzA

Die generelle Überwachung der Regelungen zur Systemsicherheit obliegt der *BNetzA*. Die Überwachung der Vorschriften zur Systemverantwortung der Versorgungsnetzbetreiber nach den §§ 14 bis 16a EnWG fällt nach § 54 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 EnWG in den Aufgabenbereich der Landesregulierungsbehörden, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Netz jeweils weniger als 100.000 Endkunden angeschlossen sind (vgl. § 54 Abs. 2 Satz 1 a.E. EnWG). Nach § 13 Abs. 5 EnWG haben die ÜNB die Regulierungsbehörde neben den von den durchgeführten Maßnahmen oder Anpassungen Betroffenen unverzüglich zu informieren und auf Verlangen die vorgetragenen Gründe zu belegen. Hierbei kann sich der ÜNB nicht auf den Schutz etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse berufen.[573]

In Wahrnehmung ihrer Aufgabe zur Überwachung der §§ 13, 14 EnWG hat die BNetzA am 29.07.2010 ein Konsultationsverfahren für einen Leitfaden zum Einspeisemanagement begonnen. Dabei hat die BNetzA einen Entwurf für einen Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement zur Diskussion gestellt.[574] Der Leitfaden wurde nach Beendigung und Auswertung der Konsultation am 29.03.2011 durch die BNetzA veröffentlicht.[575]

In dem Leitfaden geht die BNetzA nicht nur auf die konkrete Ausgestaltung der §§ 13, 14 EnWG, sondern auch die Regulierung der Entschädigungszahlungen an Anlagenbetreiber nach § 12 EEG und die Möglichkeit der Einstellung in die Netzentgelte ein. Rechtsgrundlage für das Tätigwerden der BNetzA sind damit auch die Regeln zur Regulierung der Netzentgelte.

---

571 *Theobald*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Loseblatt (Stand: Januar 2010), § 13 Rn. 11.

572 Zu den Einzelheiten der §§ 13, 14 EnWG siehe die Ausführungen in Vorhaben V.

573 *Theobald*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Loseblatt (Stand: Januar 2010), § 13 Rn. 66.

574 *BNetzA*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Konsultationsfassung, Stand: 29.7.2010.

575 *BNetzA*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltreihenfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 1.0, Stand 29.03.2011.

Während Kapitel 1 des Leitfadens die Rangfolge für vorzunehmende Abschaltungen nach den §§ 13 EnWG, 8 Abs. 3, 11 Abs. 1 EEG erläutert,[576] folgen darauf aufbauend in Kapitel 2 Vorgaben zur Berechnung der Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG beispielhaft für den Energieträger Wind.[577] In Kapitel 3 werden schließlich die Voraussetzungen für die Berücksichtigung von Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten sowie die damit zusammenhängenden Nachweispflichten durch den Netzbetreiber dargestellt.[578] Hierbei können Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG nur dann als Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz gebracht werden, wenn die zugrunde liegende Maßnahme erforderlich war, der Netzbetreiber diese nicht zu vertreten hat und die Zahlungen den gesetzlichen Rahmen nicht überstiegen haben.[579] Diese Voraussetzungen haben die Netzbetreiber gegenüber der Regulierungsbehörde nachzuweisen.

8.1.3.3.3 Bewertung

Die in dem Leitfaden vorgenommenen Konkretisierungen zu den §§ 11, 12 EEG sowie zu den §§ 13 ff. EnWG sind grundsätzlich zu begrüßen. Denn auf diese Weise wird die bestehende Rechtsunsicherheit über den Vorrang der Regelungen des EEG-Einspeisemanagements gegenüber den Abregelungsnormen in § 13, 14 EnWG weitgehend klargestellt. Die BNetzA hebt dabei zutreffend hervor, dass eine Abschaltung von EEG-Anlagen zu vermeiden ist, wenn noch konventionelle Kraftwerke heruntergeregelt werden können. Dies sei nur insoweit einzuschränken, als konventionelle Anlagen nur bis zu einem netztechnisch erforderlichen Minimum heruntergefahren werden sollen, um die Netzsicherheit weiterhin gewährleisten zu können.

Während die BNetzA in dem ursprünglichen Entwurf für den Leitfaden noch vorgesehen hatte, dass immer der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, für die Auszahlung der Entschädigungszahlungen zuständig ist, ist diese Regelung im endgültigen Leitfaden entfallen. Dies ist zu begrüßen, da die BNetzA durch die ursprünglich vorgesehene Regelung wohl ihre Regelungskompetenz aus dem EnWG überschritten hätte. Für den Fall, dass die Regelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen aus einem vorgelagertem Netz herrührt, legt das EEG in § 12 Abs. 2 nämlich eindeutig fest, dass die Abwicklung der Entschädigungszahlungen

---

576 Vgl. *BNetzA*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltreihenfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 1.0, Stand 29.03.2011, S. 4-11-

577 *BNetzA*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltreihenfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 1.0, Stand 29.03.2011, S. 12-18.

578 *BNetzA*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltreihenfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 1.0, Stand 29.03.2011, S. 19-20.

579 *BNetzA*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Konsultationsfassung, Stand: 29.7.2010, S. 16.

durch denjenigen Netzbetreiber übernommen wird, an dessen Netz die betroffene Anlage angeschlossen ist und nicht durch den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist.

Generell wird an dieser Stelle außerdem angeregt, dass bereits auf gesetzlicher Ebene ein Gleichlauf zwischen den §§ 13, 14 EnWG einerseits und den §§ 11, 12 EEG andererseits hergestellt werden sollte, um die Rechtsunsicherheiten bei der Abgrenzung der Normen zu vermeiden.[580] Die durch das Konsultationspapier behandelten Rechtsunsicherheiten bei der Abgrenzung der Regelungsbereiche würden dann von vornherein nicht bestehen. Im Hinblick auf die Behördenzuständigkeit sollte in einer zukünftigen Regelung ebenfalls gewährleistet werden, dass die Vorschriften zur Überwachung der Regelungen zum Einspeisemanagement einheitlich sind und die Überwachung somit durch eine Behörde durchgeführt wird.

8.1.3.4 Genehmigung von Netzleitungen nach §§ 43 ff. EnWG

Die §§ 43 ff. EnWG regeln die Voraussetzungen für Errichtung, Betrieb und wesentliche Veränderung bestimmter Energieleitungen im Sinne von § 3 Nr. 15 EnWG.[581] Diese Vorschriften haben einerseits direkte Auswirkungen auf den Netzanschluss von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Offshore-Bereich (vgl. § 43 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnWG). Im Übrigen kommt ihnen lediglich eine mittelbare Wirkung auf das EEG und seinen Anwendungsbereich zu (vgl. etwa § 43 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnWG). Die Kompetenz zur diesbezüglichen Planfeststellung wird in § 43 Abs. 1 Satz 1 a.E. EnWG der nach Landesrecht zuständigen Behörde zugewiesen.[582] Eine Aufgabenzuweisung an die *BNetzA* ist in diesem Bereich nicht erfolgt.

8.1.3.5 Regulierung der Messeinrichtungen

Nach § 21b Abs. 1 EnWG sind Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen sowie die Messung der gelieferten Energie – soweit nicht ein anderes vereinbart worden ist – Aufgabe des Netzbetreibers. Damit wird der Markt für diese Bereiche optional für Dritte geöffnet.[583] Ziel der Regelung ist es, neben dem Messstellenbetrieb auch die Messung des Stromverbrauchs beim Endkunden dem Wettbewerb zuzuführen.[584] Als Teil der Netznutzungsentgelte unterliegen die Entgelte für Messstellenbetrieb und Messung nach § 21b EnWG der Kontrolle durch die Regulierungsbehör-

---

580 Siehe dazu im Einzelnen die Ausführungen in Vorhaben V.

581 Vgl. auch *Missling*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Loseblatt (Stand: Januar 2010), Vor §§ 43 ff. EnWG Rn. 1.

582 Vgl. auch *Hermes*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2008, § 43 Rn. 28.

583 *Herzmann*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2008, § 21b EnWG Rn. 1.

584 *Scholtka/Baumbach*, NJW 2010, 1118 (1119).

de.[585] Dies ist jedoch nicht der Fall, sofern die Entgelte für Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen von Dritten erhoben werden.[586]

§ 21b EnWG bezieht sich dabei ausweislich des Wortlautes ausschließlich auf „gelieferte" Energie. Nach § 21b Abs. 1 EnWG hat der Netzbetreiber in Bezug auf diese „gelieferte" Energie die sog. Messhoheit, soweit nicht abweichende Vereinbarungen nach § 21b Abs. 2 und 3 EnWG getroffen werden. Dagegen ist bei der Messung des eingespeisten Stroms nach dem EEG der Betreiber von Erneuerbaren-Energien-Anlagen gemäß § 7 Abs. 1 (i.V.m. § 13 Abs. 1 EEG) für die Messung der eingespeisten Energie und der von der Anlage bezogenen Energie zuständig.[587] Da für die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien das EEG das speziellere Gesetz ist, kommt dem EEG zur Bestimmung der Messhoheit nach Auffassung der EEG-Clearingstelle der Vorrang gegenüber § 21b EnWG zu.[588] Andererseits erscheint der Begriff „gelieferte" Energie sich grundsätzlich auch auf die vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber gelieferte Energie beziehen zu können. Dies würde bedeuten, dass § 21b EnWG auch für die Messung des Stroms aus EEG-Anlagen anwendbar wäre.

Wenn man mit der Clearingstelle davon uasgeht, dass § 21b EnWG nicht gilt, wenn nur Energie nach dem EEG eingespeist wird, isteine ABgrenzung zwischen Bezug und EINspeisung erforderlich. Die Abgrenzung zwischen Messeinrichtungen, die dem Bezug dienen, und Messeinrichtungen, die der Einspeisung dienen, kann dann problematisch sein, wenn über einen Anschluss sowohl die Einspeisung als auch der Bezug von Strom erfolgen. Nach einer Entscheidung der Clearingstelle EEG soll dabei § 21b EnWG auf Messeinrichtungen im Sinne des EEG dann anwendbar sein, wenn zum Ersten die Einspeisung über einen Netzanschluss für Letztverbraucher gemäß § 17 EnWG erfolgt, zum Zweiten die entnommene Energie (auch) Bezugsstrom der EEG-Anlage ist und zum Dritten Bezugs- wie auch Entnahmestrom in einer Weise gemessen wird, die eine technisch getrennte Erfassung und Zuordnung des zu verschiedenen Zwecken aus dem Netz entnommenen Stroms nicht ermöglicht.[589]

Die Zuständigkeit der BNetzA beschränkt sich auf die Überwachung des § 21b EnWG. Mit der Auslegung der Clearingstelle zur Abgrenzung zwischen den Anwendungsbereichen von § 21b EnWG und § 7 Abs.1 EEG ist die BNetzA damit im Bereich der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nur für die Überwachung der Messeinrichtungen zuständig, über die zumindest auch eine Messung des nicht nur für die Anlage bezogenen Stroms erfolgt. Aus unserer Sicht erscheint es bedenkenswert, die Überwachungskompetenzen im Bereich des Messwesens zu vereinheitlichen und auch Messeinrichtungen für Strom aus EEG-Anlagen dem regelungs-

585 *Herzmann*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2008, § 21b EnWG Rn. 40.

586 Ebd.

587 EEG-Clearingstelle, Empfehlung v. 29.12.2009 – 2008/20, Rn. 67 zu § 13 EEG 2004.

588 EEG-Clearingstelle, Empfehlung v. 29.12.2009 – 2008/20, Rn. 67.

589 Siehe im einzelnen EEG-Clearingstelle, Empfehlung v. 29.12.2009 – 2008/20.

regime des § 21b EnWG zu unterwerfen. Dies hätte insbesondere den Vorteil, dass für alle Messeinrichtungen einheitliche Vorgaben gelten und damit der Abwicklungsaufwand für die betroffenen Netzbetreiber verringert werden kann. Gleichzeitig müsste dabei gleichwohl gewährleistet werden, dass Anlagenbetreiber durch zusätzliche mögliche Anforderungen nicht übermäßig belastet werden.

8.1.3.6 Regelenergie/Ausgleichsleistungen

Die §§ 22, 23 EnWG regeln die Modalitäten der Beschaffung (vgl. § 22 EnWG) und Erbringung (vgl. § 23 EnWG) von Ausgleichsleistungen.[590] Die Pflicht zur Erbringung dieser Ausgleichsleistungen ergibt sich bereits aus anderen Vorschriften; etwa aus der in § 12 Abs. 1 EnWG enthaltenen allgemeinen Regelungspflicht.[591] Für die Beschaffung von Regelenergie ist dabei nach § 22 Abs. 2 Satz 1 EnWG von den ÜNB ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren anzuwenden. Dazu haben diese nach § 22 Abs. 2 Satz 2 EnWG eine gemeinsame Internetplattform einzurichten, wobei die Einrichtung dieser Plattform der Regulierungsbehörde anzuzeigen ist (vgl. § 22 Abs. 2 Satz 3 EnWG).

Die Regulierung des Regelenergiemarkts wird von der *BNetzA* wahrgenommen. Bislang hat der Regelenergiemarkt für die Erneuerbaren Energien noch keine Rolle gespielt. Ob und inwieweit dies in Zukunft erfolgen sollte, wird unter Arbeitspaket 2 näher erläutert. Für die Etablierung der Erneuerbaren Energien im Regelenergiemarkt könnte die BNetzA dabei über den Inhalt der Festlegungen gemäß § 27 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)[592] in Zukunft eine starke Rolle spielen. Durch die aktuellen neuen Festlegungen der BNetzA zur Primärreserve und zur Sekundärreserve[593] wird aufgrund der Festlegung des Ausschreibungszeitraums auf einen Monat die Rolle der EEG-Anlagen zunächst weiterhin beschränkt bleiben.

8.1.3.7 Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG

Nach § 42 Abs. 1 EnWG sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) verpflichtet, in ihren Rechnungen (oder als Anlage zu diesen) an Letztverbraucher im Sinne von § 3 Nr. 25 EnWG und in an diese gerichtetem Werbematerial für den Verkauf von Elektrizität den Anteil der einzelnen Energieträger (Kernkraft, fossile sowie sonstige Energieträger und vor allem auch Erneuerbare Energien) am Gesamtenergiemix anzugeben, den der Lieferant im letzten oder vorletzten Jahr verwendet hat. Darüber hinaus sind auch Informationen über die Umweltauswirkungen – insbesonde-

590 *Britz*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2008, Vorb §§ 22 ff. Rn. 1.

591 *Britz*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2008, § 22 Rn. 1 sowie *Stötzel*, ebd., § 12 Rn. 13.

592 Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006).

593 *BNetzA*, Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung, BK6-10-097; Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung, BK6-10-098.

re in Bezug auf die CO_2-Emissionen und radioaktiven Abfall abzugeben, die auf den Gesamtenergiemix zurückzuführen sind. Wegen des ausdrücklichen Bezugs auf Letztverbraucher besteht bei Stromlieferungen an Weiterverteiler, Händler und Lieferanten keine Deklarationspflicht.[594]

Die Regelung von § 42 Abs. 1 EnWG begründet eine Informationsverpflichtung der EVU und damit einhergehend einen Informationsanspruch der Letztverbraucher.[595] Deshalb wird in der Literatur überwiegend angenommen, dass es sich um eine der Rechtsnatur nach zivilrechtliche Verpflichtung handele, welche ggf. auch der zivilgerichtlichen Kontrolle und Durchsetzung zugänglich sei.[596] Darüber hinaus ist die *BNetzA* berechtigt und ggf. verpflichtet, die Beachtung der Vorgaben von § 42 EnWG durchzusetzen.[597]

8.1.3.8 Anforderungen an Energieanlagen nach § 49 EnWG

Nach § 49 Abs. 1 Satz 1 EnWG sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind nach Satz 2 vor allem die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Hinsichtlich der Einhaltung dieser Regeln greift eine Vermutungswirkung nach Absatz 2 Nr. 1 für Elektrizitätserzeugungsanlagen. Danach wird die Einhaltung vermutet, wenn die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) beachtet werden. § 49 EnWG erlangt für das EEG insbesondere über § 7 EEG eine Bedeutung. Nach § 7 Abs. 2 EEG muss die Ausführung des Anschlusses und der übrigen für das Netz notwendigen Einrichtungen den Vorgaben des § 49 EnWG entsprechen.[598]

Die Einhaltung der in § 49 Abs. 1 EnWG enthaltenen Anforderungen an Energieanlagen wird von der nach dem jeweiligen Landesrecht zuständigen Behörde – und nicht von der BNetzA – überwacht.[599] Diese ist nach § 49 Abs. 5 EnWG befugt, im Einzelfall die zur Sicherstellung der Anforderungen an die technische Sicherheit von Energieanlagen erforderlichen Maßnahmen zu treffen. Darüber hinaus kann die Einhaltung der technischen Anforderungen im Einzelfall aber auch zivilgerichtlich – etwa im Rahmen von eventuellen Erstattungsklagen des anschließenden Netzbetreibers, vgl. § 13 Abs. 1 EEG – geklärt werden.[600]

---

[594] *Eder*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Loseblatt (Stand: Januar 2010), § 42 EnWG Rn. 4; *Salje*, EnWG, 2006, § 42 Rn. 7.

[595] Vgl. *Hellermann*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2008, § 42 Rn. 16.

[596] *Hellermann*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2008, § 42 Rn. 17 unter Verweis auf *Salje*, EnWG, 2006, § 42 Rn. 31.

[597] Vgl. auch *Salje*, EnWG, 2006, § 42 Rn. 32.

[598] Vgl. auch *Cosack*, in: Frenz/Müggenborg, EEG, § 7 Rn. 18; *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 7 Rn. 28.

[599] *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2008, § 49 Rn. 13.

[600] Vgl. *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 7 Rn. 29.

8.1.3.9 Regulierung der Bilanzkreise

8.1.3.9.1 EEG-Bilanzkreis der ÜNB

Im Rahmen des bis zum 31.12.2009 geltenden Ausgleichsmechanismus hatte die BNetzA aus § 11 StromNZV und § 22 EnWG die Kompetenz zur Überwachung des EEG-Bilanzkreises. Zu diesem Zweck hatte die BNetzA eine Festlegung zum EEG-Bilanzkreis getroffen.[601] Im Rahmen der Festlegung hatte die BNetzA die maßgeblichen Voraussetzungen für den von den Übertragungsnetzbetreibern durchzuführenden Ausgleich der an Letztverbraucher zu liefernden EEG-Strommengen nach § 37 Abs. 1 Satz 1 EEG getroffen. Nach Maßgabe der Festlegung waren die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die notwendige Ausgleichsenergie an einem börslichen Handelsplatz zu beschaffen. Im Rahmen dieser Beschaffung waren sie an bestimmte Verfahrensweisen gebunden.

Der EEG-Wälzungsmechanismus wurde zum 01.01.2010 durch die AusglMechV umgestellt.[602] Die physikalische Wälzung des EEG-Stroms, wie sie noch im Rahmen des EEG selbst vorgesehen war, wurde durch eine Vermarktung des EEG-Stroms an einem börslichen Handelsplatz ersetzt, die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführen ist. Mit der AusglMechV sind die Überwachungsaufgaben der BNetzA im Hinblick auf die Vermarktung des EEG-Stroms nunmehr in der AusglMechV und der Ausgleichsmechanismusausführungsverordnung (AusglMechAV)[603] im Einzelnen festgelegt. Die BNetzA hat durch die Schaffung der AusglMechAVwiederum die Regelungen der Vermarktungstätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber festgelegt. Dabei finden auch die Vorgaben, welche die BNetzA bereits in der Festlegung zum Bilanzkreis für Energien nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz normiert hatte, Eingang in die neue AusglMechAV.[604]

8.1.3.9.2 Bilanzkreisabrechnungen

Neben den besonderen Regelungen zum EEG-Bilanzkreis und zur Vermarktung des EEG-Stroms sind für die Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus auch die Regelungen der Festlegung von Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom sowohl für die aufnahmepflichtigen Netzbetreiber als auch für die ÜNB von erheblicher Bedeutung. Für diesen Bereich hat die BNetzA in Form der sog. MaBiS eine besondere Festlegung zur Ausgestaltung der Vorgaben der StromNZV

---

601 BNetzA, Festlegung zum Bilanzkreis für Energie nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, vom 12. Mai 2009, Az.: BK6-08-226.

602 Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV), BT-Drs. 16/13188.

603 Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung- AusglMechAV) vom 22. Februar 2010, BGBl. I S.134).

604 Die Regelungen der Festlegung zum EEG-Bilanzkreis wurden in den § 1 Abs. 2 ff. und § 2 AusglMechAV übernommen.

getroffen.[605] Bilanzkreisverantwortliche haben die sich in einer Regelzone ergebenden Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme vom Bilanzkreisverantwortlichen zu ermitteln.[606] Die Kosten, die in einem Zeitintervall den Übertragungsnetzbetreibern durch ein nicht ausgeglichenes Saldo zwischen Einspeisung und Entnahme und der damit einhergehenden Sekundärregelarbeit sowie Minutenreservearbeit entstanden sind, sind dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber von dem jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen zu erstatten. Damit der regelverantwortliche Bilanzkreisverantwortliche in die Lage versetzt wird, überhaupt eine Saldierung aller Abweichungen der einem Bilanzkreis zugeordneten Einspeise- und Entnahmestellen durchzuführen und auf diese Weise die Bilanzkreisabrechung zu erstellen, ist er auf eine zuverlässige Datenzulieferung der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen angewiesen. Diese Datenlieferungen umfassen auch die Einspeisungsmengen aus Anlagen, die Strom aus Erneuerbaren Energiequellen erzeugen. Nach Ansicht der BNetzA besteht die Verpflichtung zur Lieferung der relevanten Daten dabei schon aufgrund der in den §§ 34 bis 36 EEG 2009 festgelegten Mitteilungspflichten.[607]

Um die Bilanzkreisabrechung der Übertragungsnetzbetreiber zu ermöglichen, werden in der Anlage 1 zur MaBiS die Daten benannt, die der aufnahmepflichtige Netzbetreiber dem Übertragungsnetzbetreiber mitzuteilen hat. Im Bereich der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist der aufnahmepflichtige Netzbetreiber verpflichtet, energiescharfe EEG-Einspeisezeitreihen an den Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln.[608] Der genaue Umfang der zu übermittelnden Zeitreihen ergibt sich dabei sowohl aus der Anlage 2 als auch aus der Mitteilung 1 zur MaBiS, in deren Rahmen die einzelnen energieartenscharfen Zeitreihentypen aufgelistet sind. Entsprechend der grundlegenden Messungssystematik lassen sich dabei grundsätzlich drei Zeitreihenkategorien unterscheiden. So sind die Zeitreihen entsprechend der Messung als tagesparameterabhängige Einspeiseprofile, als gemessene Lastgangzählung und als Standardeinspeiseprofile zu übermitteln. Multipliziert mit den Energiearten sind die aufnahmepflichtigen Netzbetreiber demnach verpflichtet, insgesamt 21 EEG-Einspeisezeitreihen zu erstellen und zu übermitteln.

---

605 BNetzA, Festlegung von Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom, Az.: BK6-07-002, vom 10. Juni 2009.

606 Nach § 4 Abs. 2 Satz 2 StromNZV ist der Bilanzkreisverantwortliche dafür zuständig, dass eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisung und Entnahme besteht.

607 BNetzA, Festlegung von Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom, Az.: BK6-07-002, vom 10.Juni 2009, Seite 19.

608 BNetzA, Anlage 1 zum Beschluss BK6-07-002, Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom.

8.2 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (FUER,IZES)

8.2.1 Überblick

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ist nach § 1 Abs. 1 BAusfAmtG[609] eine selbständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Nach § 2 Abs. 1 BAusfAmtG erledigt es Verwaltungs- und Überwachungsaufgaben des Bundes, die ihm durch das Außenwirtschaftsgesetz, das Kriegswaffenkontrollgesetz, das Atomgesetz oder andere Bundesgesetze oder auf Grund dieser Gesetze zugewiesen werden. In diesem Zusammenhang nimmt es Aufgaben in den Bereichen Außenwirtschaft, Wirtschaftsförderung und Energie wahr. Im Energiesektor fördert das BAFA die Energieeinsparung[610] sowie die Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich im Rahmen des Marktanreizprogramms des BMU[611]. Daneben ist es zuständig für die Durchführung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (§ 10 Abs. 1 KWKG[612]). Zudem gewährt es dem deutschen Steinkohlebergbau Beihilfen und wirkt an der Krisenvorsorge im Mineralölbereich mit.

8.2.2 Besondere Ausgleichsregelung, §§ 40 ff. EEG i.V.m. § 6 AusglMechV

Im Bereich der Erneuerbaren Energien umfasst die Tätigkeit des BAFA die Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen gemäß §§ 40 ff. EEG, 6 AusglMechV[613] (ausführlich hierzu AP 6). Hiernach wird die EEG-Umlage, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen an bestimmt stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen weitergeben wird, auf maximal 0,05 Cent/kWh begrenzt (§ 6 Abs. 1 Nr. 1 AusglMechV), um durch die Senkung der Stromkosten deren internationale bzw. intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu

609 Gesetz über die Errichtung eines Bundesausfuhramtes (BAusfAmtG) vom 28. Februar 1992 (BGBl. I S. 376), zuletzt geändert durch Verordnung vom 31. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2407).

610 Vgl. § 9 Abs. 1 EDL-G Entwurf (Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen), wonach das BAFA die Aufgaben der Bundesstelle für Energieeffizienz wahrnimmt, vgl. BT-Drs. 17/1719.

611 *BMU*, Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 9. Juli 2010, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/vorschriften/energie_ee_richtline_09_07_2010.pdf.

612 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG 2002) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Gesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).

613 Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101).

erhalten[614]. Die in diesem privilegierten Sektor eigentlich anfallenden EEG-Kosten werden auf die übrigen Stromverbraucher (z. B. private Haushalte, öffentliche Einrichtungen, Landwirtschaft, Handel und Gewerbe etc.) umgelegt.

Die Begrenzung erfolgt auf Antrag der Unternehmen durch Begrenzungsbescheide, die das BAFA für jede antragsberechtigte Abnahmestelle erlässt. Diese Bescheide, die gegenüber dem Antragssteller, dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber Wirkung entfalten (§ 43 Abs. 1 S. 2 EEG), legen für das jeweils folgende Kalenderjahr fest, ob bzw. welche Strommengen des Begünstigten im Sinne des § 41 Abs. 3 EEG nicht privilegiert sind (Selbstbehalt). Darüber hinaus werden die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen maximal aufzuerlegenden EEG-Kosten von 0,05 Cent/KWh und die Änderung der Umlageverteilung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und dem jeweiligen Elektrizitätsversorgungsunternehmen festgelegt. Die Einzelheiten der Entscheidung des BAFA, die Wirkung der Entscheidung bei der Berechnung für nachfolgende Begünstigungszeiträume und die Einbindung in den bundesweiten Belastungsausgleich sind in § 43 EEG geregelt. Wesentliche Aufgabe des BAFA bei der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG ist die Prüfung der Anträge und aller zum Nachweis der Voraussetzungen erforderlichen Unterlagen. Die Begrenzung ist an bestimmte Kriterien gebunden, die für Unternehmen des produzierenden Gewerbes in § 41 EEG und für Schienenunternehmen in § 42 EEG spezifiziert sind. Für stromintensive Unternehmen gilt u.a., dass die selbst verbrauchte Strommenge 10 Gigawattstunden überstiegen und das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung 15 % überschritten hat sowie eine Zertifizierung erfolgt ist, mit der der Energieverbrauch und die Potentiale zur Verminderung des Energieverbrauchs erhoben und bewertet worden sind (§ 41 Abs. 1 EEG). Für Schienenbahnen gelten entsprechende Regelungen (§ 42 EEG). Keine Anwendung findet jedoch die Regelung bezüglich des Verhältnisses der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung sowie die Zertifizierung des Energieverbrauchs und der Energieverbrauchsminderungspotentiale. Bei Schienenbahnen dürfen zudem nur diejenigen Strommengen berücksichtigt werden, die unmittelbar für den Fahrbetrieb verbraucht werden (§ 42 Nr. 1 EEG).

Als Nachweis für die Voraussetzungen sind z. B. Stromlieferverträge und Stromrechnungen, die Bescheinigung eines Wirtschaftsprüfers auf Grundlage des Jahresabschlusses sowie bei stromintensiven Unternehmen eine Bescheinigung einer Zertifizierungsstelle einzureichen (§ 41 Abs. 2 EEG).

---

614 Bis zum Inkrafttreten der AusglMechV am 01. Januar 2010 wurde gemäß § 40 Abs. 1 EEG die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen gemäß § 37 Abs. 1 EEG physikalisch abgenommenen Strommengen anteilig für die Abnahmestelle begrenzt. Hierzu musste gemäß § 40 Abs. 2 EEG die für privilegierte Unternehmen abzunehmende Strommenge ermittelt werden. Da die physikalische Wälzung von Übertragungsnetzbetreiber zu Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 1 AusglMechV entfallen und stattdessen nach § 3 AusglMechV eine EEG-Umlage durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu entrichten ist, bedarf es nun nicht mehr der Ermittlung der abzunehmenden Strommenge.

Liegen die Voraussetzungen des Begrenzungsanspruchs vor, so ist das BAFA zur Begrenzung verpflichtet. Ihm steht kein Ermessen zu, vielmehr ist von einer gebundenen Entscheidung auszugehen[615]. Da die Besondere Ausgleichsregelung nicht zivilrechtlich ausgestaltet ist, finden auf das Verwaltungsverfahren – neben den Vorschriften des EEG – subsidiär die Regelungen des Verwaltungsverfahrensgesetzes des Bundes[616] Anwendung, so dass für diesbezügliche Streitigkeiten der Verwaltungsrechtsweg nach § 40 Abs. 1 Satz 1 VwGO eröffnet ist[617].

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich die Zuständigkeit des BAFA bei der Abwicklung der Regelungen des EEG ausschließlich auf den Bereich der Besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen bezieht. Die praktischen Aufgaben beinhalten die Prüfung der Anträge mit allen dazugehörigen Nachweisen zur Erfüllung der Voraussetzung für eine Begrenzung der EEG-Umlage, die Festlegung des Prozentsatzes für die Begrenzung der zusätzlichen Kosten durch die Umlage sowie das Ausstellung der Begrenzungsbescheide.

8.3 Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) (FUER,IZES)

8.3.1 Überblick

Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) ist nach § 1 BLEG[618] eine bundesunmittelbare rechtsfähige Anstalt des öffentlichen Rechts im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV). Im Bereich Erneuerbarer Energien kontrolliert die BLE die Verwendung von Energiepflanzen und fungiert dabei im Wesentlichen als staatliche Anerkennungs- und Kontrollbehörde. Zudem obliegen ihr eine Reihe von Veröffentlichungs- und Informationspflichten. Sie untersteht bei ihrer Tätigkeit im Bereich des EEG gemäß § 64 Abs. 2 Nr. 4 HS. 2 der Fachaufsicht des BMELV[619].

---

615 BT-Drs. 15/1121, Seite 5; VG Frankfurt, Urteil vom 13.05.2004 – 1 E 7499/03 Rn. 24 (zu § 11a EEG a.F.).

616 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 2003 (BGBl. I S. 102), zuletzt geändert durch Gesetz vom 14. August 2009 (BGBl. I S. 2827).

617 *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 38 ff. und 169 (zu § 16 EEG a.F.); *P. Salje* EEG, 5. Aufl. 2009, § 43 Rn. 41 ff. und 48 ff.; *H. Posser/ S. Altenschmidt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, § 43 Rn. 7 und 53 ff.; *A. Schäfermeier*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 43 Rn. 17.

618 Gesetz über die Errichtung einer Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLEG) vom 2. August 1994 (BGBl. I S. 2018, 2019), zuletzt geändert durch Gesetz vom 5. Februar 2009 (BGBl. I S. 160).

619 Eingefügt durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

Ihre Vollzugsaufgaben ergeben sich dabei im Einzelnen aus § 74 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)[620]. Nach § 3 Abs. 1 BioSt-NachV besteht der Vergütungsanspruch für Strom aus flüssiger Biomasse nach § 27 Abs. 1 EEG ab dem 1. Januar 2010[621] nur, wenn bestimmte Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllt sind (Nr. 1), ein Treibhausgas-Minderungspotenzial gegeben ist (Nr. 2) und der Anlagenbetreiber die Registrierung seiner Anlage in einem Anlagenregister beantragt hat (Nr. 3). Dies gilt gemäß §§ 10, 58 BioSt-NachV mit verschärften Voraussetzungen auch für den Bonus für nachwachsende Rohstoffe (sog. NawaRo-Bonus) nach § 27 Abs. 4 Nr. 2 EEG[622]. Nach § 11 Satz 1 BioSt-NachV müssen die Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber nachweisen, dass diese Anforderungen erfüllt sind. Die vorzulegenden Nachweise ergeben sich im Einzelnen aus § 11 Satz 2 BioSt-NachV. Im Wesentlichen sind der Nachweis der §§ 4 bis 9 BioSt-NachV durch die Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises nach § 14 BioSt-NachV und der Nachweis der Registrierung im Anlagenregister durch die Anmeldebescheinigung der BLE nach § 64 Abs. 4 BioSt-NachV zu erbringen[623]. Nachhaltigkeitsnachweise sind mit Hilfe von sog. Zertifizierungssystemen und Zertifizierungsstellen zu erbringen. Sie dürfen nach § 15 Abs. 3 BioSt-NachV nicht von der BLE selbst, sondern nur von den letzten Herstellerbetrieben (z. B. Pflanzenölraffinerien) ausgestellt werden und werden anschließend (schriftlich oder elektronisch) über die Lieferkette bis zum EEG-Anlagenbetreiber mit gereicht (im Rahmen eines sog. Massenbilanzsystems nach § 17 BioSt-NachV). Durch den letzten Lieferant wird auf dem Nachhaltigkeitsnachweis vermerkt, dass sich der Nachweis tatsächlich auf die gelieferte Biomasse bezieht. Im Gegensatz zu den Anbaubetrieben (z. B. Landwirte) müssen alle nachgelagerten Herstellerbetriebe ("Schnittstellen")[624] zertifiziert sein. Diese Zertifizierung erfolgt durch sog. Zertifizierungsstellen (privatwirtschaftliche Auditierungsgesellschaften)[625], die mindestens einmal im Jahr die Schnittstellen vor Ort prüfen sowie auch – aufgrund geeigneter Risikokriterien – die Anbaubetriebe in regelmäßigen Abständen, §§ 49 ff. BioSt-NachV. Schnittstellen und Zertifizierungsstellen müssen wiederum Teil eines Zertifizierungssystems sein, das die einzel-

620 Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – BioSt-NachV) vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174).

621 Vgl. hierzu die Übergangsvorschriften in § 78 BioSt-NachV.

622 *J. Vollprecht*, IR 2010, 28.

623 BT-Drs. 16/13326, Seite 49; *J. Vollprecht*, IR 2010, 28, 30.

624 Nach § 2 Abs. 3 BioSt-NachV sind Schnittstellen „1. die Betriebe und Betriebsstätten (Betriebe), die die Biomasse, die für die Herstellung der flüssigen Biomasse erforderlich ist, erstmals von den Betrieben, die diese Biomasse anbauen und ernten, zum Zweck des Weiterhandelns aufnehmen, 2. Ölmühlen und 3. Raffinerien sowie sonstige Betriebe zur Aufbereitung der flüssigen Biomasse auf die Qualitätsstufe, die für den Einsatz in Anlagen zur Stromerzeugung erforderlich ist“.

625 Nach § 2 Abs. 6 BioSt-NachV sind Zertifizierungsstellen „unabhängige natürliche oder juristische Personen, die in einem anerkannten Zertifizierungssystem 1. Zertifikate für Schnittstellen ausstellen, wenn diese die Anforderungen nach dieser Verordnung erfüllen, und 2. die Erfüllung der Anforderungen nach dieser Verordnung durch Betriebe, Schnittstellen und Lieferanten kontrollieren“.

nen Voraussetzungen der BioSt-NachV und die Voraussetzungen der Auditierung konkretisiert[626]. Sowohl die Zertifizierungsstellen als auch die Zertifizierungssysteme müssen ihrerseits staatlich anerkannt sein (europaweit durch die Europäische Kommission oder national durch die BLE), §§ 32 ff. und 42 ff. BioSt-NachV. Die BLE kontrolliert bei alledem die ordnungsgemäße Aufgabenwahrnehmung der Zertifizierungsstellen (§ 55 BioSt-NachV), die ihrerseits die Schnittstellen kontrollieren[627].

Durch das umfangreiche Zertifizierungs-, Anerkennungs- und Überwachungssystem soll sichergestellt werden, dass flüssige Biomasse, die zur Stromerzeugung eingesetzt und nach dem EEG vergütet wird, nur unter Beachtung verbindlicher Nachhaltigkeitsstandards hergestellt wird und unerwünschte Auswirkungen auf den Naturhaushalt, das Klima und soziale Belange durch die verstärkte energetische Nutzung von Biomasse verhindert werden[628]. Zugleich dient die Verordnung damit der Umsetzung der Art. 17 bis 19 der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie[629].

8.3.2 Die BLE als Datenempfängerin

Nach §§ 13, 74 Nr. 2 BioSt-NachV müssen die Anlagenbetreiber Kopien der Nachweise, die sie dem Netzbetreiber für die Nachweisführung vorlegen, unverzüglich auch an die BLE schriftlich übermitteln. Den Kopien ist bei Einsatz sonstiger Biomasse nach § 27 Abs. 3 Nr. 2 EEG zusätzlich eine Kopie des Einsatzstoff-Tagebuches beizufügen. Nach § 62 BioSt-NachV müssen Anlagenbetreiber, die flüssige Biomasse zur Stromerzeugung einsetzen, ihre Anlage in einem Anlagenregister registrieren lassen. Dieses führt nach §§ 61, 74 Nr. 9 BioSt-NachV die BLE. Die hierfür erforderlichen Angaben ergeben sich aus § 63 BioSt-NachV und umfassen Namen und Anschrift des Anlagenbetreibers (Nr. 1), Standort der Anlage (Nr. 2), elektrische und thermische Leistung der Anlage (Nr. 3), Datum der geplanten oder tatsächlichen Inbetriebnahme der Anlage (Nr. 4), Art und Menge der geplanten oder tatsächlich eingesetzten flüssigen Biomasse (Nr. 5) und Namen und Anschrift des Netzbetreibers, an dessen Netz die Anlage zur Stromerzeugung angeschlossen worden ist oder wird (Nr. 6). Die BLE bescheinigt gemäß § 64 Abs. 4 BioSt-NachV den Anlagenbetreibern den Zeitpunkt der Registrierung. Diese Bescheinigung gilt als Nachweis gemäß § 11 Satz 2 Nr. 2 BioSt-NachV[630]. Daneben führt die BLE ge-

---

626 Nach § 2 Abs. 7 BioSt-NachV sind Zertifizierungssysteme „Systeme, die die Erfüllung der Anforderungen nach dieser Verordnung für die Herstellung und Lieferung der Biomasse organisatorisch sicherstellen und insbesondere Standards zur näheren Bestimmung der Anforderungen nach dieser Verordnung, zum Nachweis ihrer Erfüllung sowie zur Kontrolle dieses Nachweises enthalten“.

627 *F. Ekardt/B. Henning*, ZUR 2009, 543, 548.

628 BT-Drs. 16/13326, Seite 1; *F. Ekardt/B. Henning*, ZUR 2009, 543 f.

629 Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EU Nr. L 140/16 vom 05.06.2009.

630 BT-Drs. 16/13326, Seite 60.

mäß §§ 66, 74 Nr. 9 BioSt-NachV ein Informationsregister über alle Zertifizierungssysteme, Zertifizierungsstellen, Zertifikate, Nachweise, Bescheinigungen und Berichte im Zusammenhang mit der Nachweisführung.

Für die Nachvollziehbarkeit der Lieferkette der Biomasse müssen Massenbilanzsysteme nach § 16 BioSt-NachV verwendet werden und nach §§ 78 Abs. 2 Nr. 2, 74 Nr. 14 BioSt-NachV alle Lieferanten zur Erfüllung bestimmter Anforderungen nach § 17 Absatz 1 der BLE unverzüglich und elektronisch Erhalt und Weitergabe flüssiger Biomasse an einen Dritten mitteilen. Dies beinhaltet Angaben über die Nummer des für die erhaltene Biomasse ausgestellten Nachhaltigkeitsnachweises oder Nachhaltigkeits-Teilnachweises (a), die Menge und die Art der erhaltenen Biomasse sowie den Ort und das Datum, an dem sie diese Biomasse erhalten haben (b), die Menge und die Art der weitergegebenen Biomasse sowie den Ort und das Datum, an dem sie diese Biomasse weitergegeben haben (c), den Namen und die Anschrift des Lieferanten, an den sie die Biomasse weitergegeben haben (d) und die Erfüllung der Anforderungen nach § 17 Abs. 1 der BioSt-NachV (e).

Die BLE ist außerdem nach §§ 59 Abs. 4, 74 Nr. 8 BioSt-NachV für die Entgegennahme von bestimmten Anzeigen und Erklärungen von Umweltgutachtern zuständig.

Nach §§ 70, 74 Nr. 10 BioSt-NachV hat die BLE ein Auskunftsrecht gegenüber Anlagenbetreibern, Zertifizierungsstellen[631], Schnittstellen[632], Verantwortlichen für Zertifizierungssysteme[633] und Umweltgutachtern und kann insofern „weitere Informationen verlangen, soweit dies erforderlich ist, um die Aufgaben nach der BioSt-NachV zu erfüllen (Nr. 1), zu überwachen, ob die Anforderungen nach der BioSt-NachV erfüllt werden (Nr. 2), oder die Berichtspflichten der Bundesrepublik Deutschland gegenüber den Organen der Europäischen Union zu erfüllen (Nr. 3).

631 Nach § 2 Abs. 6 BioSt-NachV sind Zertifizierungsstellen „unabhängige natürliche oder juristische Personen, die in einem anerkannten Zertifizierungssystem 1. Zertifikate für Schnittstellen ausstellen, wenn diese die Anforderungen nach dieser Verordnung erfüllen, und 2. die Erfüllung der Anforderungen nach dieser Verordnung durch Betriebe, Schnittstellen und Lieferanten kontrollieren“.

632 Nach § 2 Abs. 3 BioSt-NachV sind Schnittstellen „1. die Betriebe und Betriebsstätten (Betriebe), die die Biomasse, die für die Herstellung der flüssigen Biomasse erforderlich ist, erstmals von den Betrieben, die diese Biomasse anbauen und ernten, zum Zweck des Weiterhandelns aufnehmen, 2. Ölmühlen und 3. Raffinerien sowie sonstige Betriebe zur Aufbereitung der flüssigen Biomasse auf die Qualitätsstufe, die für den Einsatz in Anlagen zur Stromerzeugung erforderlich ist“.

633 Nach § 2 Abs. 7 BioSt-NachV sind Zertifizierungssysteme „Systeme, die die Erfüllung der Anforderungen nach dieser Verordnung für die Herstellung und Lieferung der Biomasse organisatorisch sicherstellen und insbesondere Standards zur näheren Bestimmung der Anforderungen nach dieser Verordnung, zum Nachweis ihrer Erfüllung sowie zur Kontrolle dieses Nachweises enthalten“.

8.3.3 Die BLE als Datenübermittlerin

Auch die BLE selbst trifft gewisse Mitteilungspflichten. Nach § 68 BioSt-NachV muss sie dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage zur Stromerzeugung angeschlossen ist, Folgendes mitteilen, soweit es sich auf die in dieser Anlage eingesetzte flüssige Biomasse bezieht: Verstöße gegen die Mitteilungspflicht nach § 13 der Verordnung (Nr. 1), Widersprüche zwischen verschiedenen Daten, die im Rahmen des Datenabgleichs bekannt geworden sind (Nr. 2), und sonstige Zweifel an der Wirksamkeit eines Nachhaltigkeitsnachweises, eines Zertifikates oder einer Bescheinigung (Nr. 3a) oder der Richtigkeit der darin nachgewiesenen Tatsachen (Nr. 3b). Die BLE soll daher Verdachtsfälle dem Netzbetreiber mitteilen, so dass dieser nachprüfen kann, ob die Anforderungen für die Vergütung nach den §§ 3 As. 1, 11 BioSt-NachV tatsächlich erfüllt sind und der Anspruch auf Vergütung nach § 27 EEG wirklich besteht. Die Regelung entspricht damit dem zivilrechtlichen Verhältnis zwischen Anlagen- und Netzbetreibern nach dem EEG[634].

Vergleichbar mit der Bundesnetzagentur im Rahmen von §§ 61 Abs. 1 Satz 2 EEG, 9 AusglMechV evaluiert die BLE nach §§ 71, 74 Nr. 11 die BioSt-NachV regelmäßig und legt der Bundesregierung erstmals zum 31. Dezember 2010 und sodann jedes Jahr einen Erfahrungsbericht vor. Nach §§ 73 Abs. 1, 74 Nr. 12 BioSt-NachV darf die BLE zudem, soweit dies zur Durchführung der Verordnung erforderlich ist, Informationen an bestimmte Ministerien[635] und deren nachgeordneten Behörden (Nr. 1), Behörden von anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie von Drittstaaten und ihre sonstigen Stellen (Nr. 2) und Organe der Europäischen Union (Nr.3) übermitteln.

Weiterhin veröffentlicht die BLE nach §§ 76 Abs. 2, 74 Nr. 13 BioSt-NachV die zu verwendenden Vordrucke und Muster für Zertifikate, Berichte, Mitteilungen etc. sowie das Datensatzformat einer elektronischen Datenübermittlung im elektronischen Bundesanzeiger und auf ihrer Internetseite.

8.3.4 Die BLE als Kontrollbehörde

Die BLE gleicht gemäß § 67 Abs. 1 BioSt-NachV die Daten im Anlagen- und Informationsregister untereinander ab. Zudem können nach § 67 Abs. 2 BioSt-NachV bei bestimmten Nachhaltigkeitsnachweisen Daten mit der Behörde oder Stelle, die diese Nachweise ausgestellt hat, abgeglichen werden. Weiterhin überwacht sie gemäß § 74 Nr. 6 und 7 BioSt-NachV die Zertifizierungssysteme und -stellen nach Teil 3 der Verordnung (§§ 32 bis 40, §§ 42 bis 55, § 60).

---

634 BT-Drs. 16/13326, Seite 61.

635 Bundesministerium der Finanzen, Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie deren nachgeordneten Behörden, insbesondere der für Biokraftstoffe zuständigen Stelle nach § 37d Abs. 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes.

Daneben stellt die BLE gemäß §§ 24, 74 Nr. 5 BioSt-NachV Nachhaltigkeits-Teilnachweise für Teilmengen von flüssiger Biomasse aus, für die bereits ein Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt worden ist. Dies dient der Nachvollziehbarkeit über die gesamte Lieferkette und damit der Missbrauchskontrolle[636].

8.3.5 Die BLE als Anerkennungs- und Bekanntmachungsbehörde

Die BLE ist gemäß §§ 8 Abs. 3 Satz 3 Nr. 2b, Satz 4, 74 Nr. 1 BioSt-NachV für die Anerkennung von Messregelungen zur Berechnung des Treibhausgas-Minderungspotenzials und deren Bekanntmachung durch gesondertes Schreiben im elektronischen Bundesanzeiger zuständig, zudem für die Bekanntmachung von EU-Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands (Anlage 1 Nr. 10 Satz 2) sowie von EU-Standardwerten zur Berechnung des Treibhausgas-Minderungspotenzials (Anlage 2 Nr. 3 Satz 3). Weiterhin ist sie nach §§ 17 Abs. 2 Nr. 2, 74 Nr. 3 BioSt-NachV für die Bekanntmachung bestimmter elektronischer Datenbanken zuständig (und gegebenenfalls auch für deren Betrieb, sofern die Datenbank nicht von einer Zertifizierungsstelle betrieben wird), ebenso wie für die Bekanntmachung von Methoden zur Umrechnung des Treibhausgas-Minderungspotenzials für unterschiedliche Verwendungen nach §§ 21 Abs. 1 Satz 2, 74 Nr. 4 BioSt-NachV.

Zudem ist sie nach § 74 Nr. 6 und 7 BioSt-NachV für die Anerkennung und Überwachung von Zertifizierungssystemen und –stellen zuständig (s.o.). Bislang[637] wurden von zwei Zertifizierungssystemen Anträge auf Anerkennung gestellt, die auch beide anerkannt wurden. Weiter haben 24 Zertifizierungsstellen Anerkennungsanträge gestellt. Hiervon wurden mittlerweile achtzehn vorläufig anerkannt. Drei Anträge wurden wegen unvollständiger Unterlagen oder fehlender Unabhängigkeit von den Wirtschaftsbeteiligten der Wertschöpfungskette Bioenergie abgelehnt (siehe 10.3.2).

8.4 Umweltbundesamt (UBA) (FUER,IZES)

Das Umweltbundesamt ist nach § 1 UBAG[638] eine selbständige Bundesoberbehörde des Umweltministeriums und unterstützt in dieser Funktion das BMU, insbesondere bei der Erarbeitung von Rechts- und Verwaltungsvorschriften in den Bereichen Klimaschutz, Luftreinhaltung, Lärmbekämpfung, Abfall- und Wasserwirtschaft, Bodenschutz, Umweltchemikalien sowie in Fragen der gesundheitlichen Belange des Umweltschutzes. Daneben ist das UBA auch beim Vollzug zahlreicher Gesetze[639] beteiligt

[636] BT-Drs. 16/13326, Seite 52 f.

[637] Stand: Juli 2010.

[638] Gesetz über die Errichtung eines Umweltbundesamtes (UBAG) vom 22. Juli 1974 (BGBl. I S. 1505), zuletzt geändert durch Gesetz vom 11. August 2009 (BGBl. I S. 2723).

[639] Z. B. Emissionshandel, Pflanzenschutzgesetz, Elektro- und Elektronikgerätegesetz, europäische REACH-Verordnung.

und informiert die Öffentlichkeit zu Umweltfragen[640], wozu es umfangreiche Datenbanken zur Verfügung stellt und regelmäßig die "Daten zur Umwelt" veröffentlicht.

Das Umweltbundesamt ist im Bereich des EEG für das Herkunftsnachweis-Register zuständig (§ 55 Abs. 4 EEG)[641]. Darüber hinaus nimmt es innerhalb des EEG bislang keine Aufgaben wahr. Dennoch ist es auch im Bereich Erneuerbare Energien tätig. Seine Tätigkeit erstreckt sich dabei in erster Linie auf das Erstellen von entsprechenden Studien, Gutachten und Broschüren im Rahmen seiner Umweltforschung. So finden sich etwa Studien zur allgemeinen CO_2-Reduzierung durch den Einsatz Erneuerbarer Energien im Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereich, zur internationalen Förderung Erneuerbarer Energien oder zum Clean Development Mechanism. Daneben finden sich auch zahlreiche spartenbezogene Studien, wie etwa zur energetischen Nutzung von Biomasse[642], Windenergienutzung an Land und auf See[643] oder zur Geothermie[644]. Zudem leistet das UBA entsprechende fachliche Beratung[645] und begleitet und unterstützt Projekte im Bereich Erneuerbarer Energien[646].

8.5 Clearingstelle EEG (BBH)

8.5.1 Rechtlicher Rahmen für die Tätigkeit der Clearingstelle

8.5.1.1 Rechtsgrundlage im EEG

Die rechtliche Grundlage für die Einrichtung und Arbeit der Clearingstelle EEG ist § 57 EEG. Danach kann das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit „zur Klärung von Streitigkeiten und Anwendungsfragen“ des EEG eine Clearingstelle errichten. Bereits das EEG 2004 und das EEG 2000 enthielten Ermächtigungen zur Errichtung einer Clearingstelle.

Aufgrund einer Ermächtigung in § 10 Abs. 3 EEG 2000 hatte eine beim Bundeswirtschaftsministerium angebundene Clearingstelle „zur Klärung von Streitigkeiten“ gearbeitet. Bereits im Rahmen der Tätigkeit dieser

640 Z. B. Ökostromtarifrechner, Datenbanken über Fördermittel und Ratgeber für Fördermittel, allgemeine Informationen über die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland etc.

641 Eingefügt durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

642 Z. B. Studie Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung; Criteria for a Sustainable Use of Bioenergy on a Global Scale.

643 Z. B. Entwicklung einer Umweltstrategie für die Windenergienutzung an Land und auf See.

644 Z. B. Positionspapier „Wie ist die Umweltbilanz elektrischer Wärmepumpen im Vergleich zu anderen Heizungssystemen.

645 So wurde etwa ein Bericht des Deutschen BiomasseForschungsZentrum (DBFZ), der eine Bestandsaufnahme der in der Biogasbranche eingesetzten Technik enthält, mit fachlicher Beratung des UBA erstellt.

646 Vgl. z. B. Kötter, Einrichtung einer Öko-Bäckerei mit ganzheitlichem Konzept, 2005.

Clearingstelle waren Anlagenbetreiber, Netzbetreiber sowie Verbände regelmäßig beteiligt, was auch in der im Gesetz vorgesehenen Beteiligung der betroffenen Kreise angelegt war. Eine feste Struktur oder Verfahrensordnung dieser Clearingstelle bestand nicht.[647] Mit der Übertragung der Zuständigkeit für das EEG vom Bundeswirtschaftsministerium zum Bundesumweltministerium ging auch die Zuständigkeit für die Clearingstelle an das Bundesumweltministerium über. Die Clearingstelle beim Bundeswirtschaftsministerium stellte daraufhin im Herbst 2002 ihre Tätigkeit ein.[648]

Die Ermächtigungsgrundlage in § 19 EEG 2004 stellte die Einrichtung einer Clearingstelle in das Ermessen des Bundesumweltministeriums. Auch war in der Ermächtigungsgrundlage nun die Rede davon, dass die Clearingstelle zur „Klärung von Streitigkeiten und Anwendungsfragen“ errichtet werden könne, also nicht lediglich zur Klärung von „Streitigkeiten“.

Die Ermächtigung im EEG 2009 entspricht im Wesentlichen § 19 EEG 2004.[649] In § 19 EEG 2004 war abweichend lediglich noch der Nachsatz enthalten, dass an der Clearingstelle die betroffenen Kreise beteiligt werden können.

8.5.2 Organisation

8.5.2.1 Institution

Die Tätigkeit der Clearingstelle wurde auf der Grundlage einer öffentlichen Ausschreibung an eine private Stelle vergeben. Die erste Ausschreibung für die EEG-Clearingstelle erfolgte in 2007, wobei die Tätigkeit im Oktober 2007 aufgenommen wurde.[650] Die zweite Ausschreibung erfolgte dann im Jahr 2009 für den Zeitraum vom 01.01.2010 bis zum 31.12.2012. Den Zuschlag für beide Ausschreibungen erhielt jeweils die „RELAW Gesellschaft für angewandtes Recht der Erneuerbaren Energien mbH“. Die RELAW ist eine hundertprozentige Tochter der Ecologic Institut gemeinnützige GmbH.

Die Clearingstelle hat ihren Sitz in Berlin. Sie beschäftigt gegenwärtig vier Mitglieder der Clearingstelle. Ein fünftes Mitglied soll der Clearingstelle zum November 2010 beitreten. Vorsitzender und Leiter der Clearingstelle ist gegenwärtig Herr RA Dr. Sebastian Lovens. Ferner gehören der Clearingstelle ein technischer Koordinator, eine rechtswissenschaftliche Koordinatorin, eine wissenschaftliche Mitarbeiterin sowie mehrere Mitarbeiterinnen in der Geschäftsstelle und beim Empfang an. Die Mitglieder der Clearingstelle werden von der Trägerin, der RELAW GmbH, ausgesucht und über Stellenanzeigen rekrutiert. Zur Stärkung der Unabhängigkeit der

---

647 *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 2. Aufl. 2008, § 19 Rn. 4.

648 *Tüngler* in: Frenz/Müggenborg, EEG, 2010, § 57 Rn. 7.

649 Siehe dazu *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 2. Aufl. 2008, § 19.

650 *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 2. Aufl. 2008, § 19 Rn. 5; *Findeisen* in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 57 Rn. 4; *Tüngler* in: Frenz/Müggenborg, EEG, 2010, § 57 Rn. 8.

Mitglieder der Clearingstelle enthält die Verfahrensordnung in § 11 und § 12 Regelungen zum Ausschluss und zur Befangenheit von Mitgliedern.

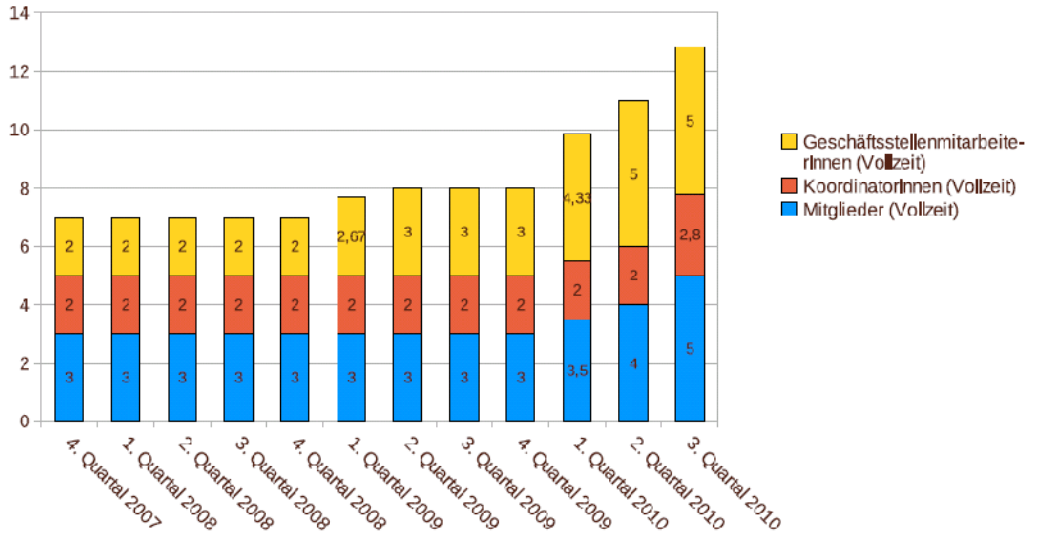


Abbildung 8-1: Anzahl der Mitarbeiter der Clearingstelle, Quelle: Clearingstelle EEG.

Die Clearingstelle hat sich eine Verfahrensordnung gegeben, in welcher die Zusammensetzung der Clearingstelle und die einzelnen Verfahren geregelt werden (Verfahrensordnung der Clearingstelle EEG vom 01.10.2007 in der Fassung vom 06.04.2010; im Folgenden: VerfO). Die Verfahrensordnung wurde vom Bundesumweltministerium genehmigt. Außerdem hat sich die Clearingstelle einen Geschäftsverteilungsplan gegeben, nach welchem die eingehenden Anfragen verteilt werden. Für die Verteilung der Anfragen wird dabei auf inhaltliche Kriterien abgestellt (Beispiele für Zuweisungen: „Wasserkraft“, „Inbetriebnahme, § 3 Nr. 5 EEG“, „KWK-Bonus“).

8.5.2.2 Unabhängigkeit der Clearingstelle EEG

8.5.2.2.1 Unabhängigkeit der Mitglieder

In § 3 VerfO ist festgelegt, dass Mitglieder und Mitarbeiter der Clearingstelle bei der Klärung von Streitigkeiten und Anwendungsfragen des EEG unabhängig und keinen Weisungen unterworfen sind. Insbesondere stehen dem Bundesumweltministerium oder anderen Behörden keine Weisungsrechte im Hinblick auf die Ausübung der Tätigkeit zu.

8.5.2.2.2 Aufsicht des Bundesumweltministeriums

Eine Aufsicht – etwa in der Art einer Rechts- oder Fachaufsicht – der Clearingstelle durch das Bundesumweltministerium findet nicht statt. Das Bundesumweltministerium nimmt somit keinen unmittelbaren Einfluss auf

die Tätigkeit der Clearingstelle. Der fachliche Einfluss liegt allein in den Stellungnahmen, die das Bundesumweltministerium im Rahmen der Stellungnahmen öffentlicher Stellen zu einzelnen Verfahren abgibt. Der organisatorische Einfluss des Bundesumweltministeriums beschränkt sich grundsätzlich auf die Angaben in der Ausschreibung, die durch den Träger der Clearingstelle einzuhalten sind. Dass durch die regelmäßigen Ausschreibungen in gewissem Umfang faktische Abhängigkeiten entstehen könnten, ist nicht vollkommen auszuschließen, kann aber nicht im Einzelnen beurteilt werden. Allerdings dürften die kurzen Zeiträume, für die die Clearingstelle ausgeschrieben wird, eher eine stärkere faktische Abhängigkeit begünstigen.

8.5.2.2.3 Mitwirkung der Verbände bei der Clearingstelle

An der Tätigkeit der Clearingstelle wirken in verschiedener Weise Verbände und Interessengruppen sowie öffentliche Stellen mit.

In Teil A des Anhangs zur Verfahrensordnung sind 56 bei der Clearingstelle akkreditierte Interessengruppen, in Teil B 16 öffentliche Stellen registriert. Aus dem Register werden nichtständige Beisitzerinnen und Beisitzer ernannt. Im Falle einer grundsätzlichen Bedeutung der Streitigkeit kann im Votumsverfahren jede Partei einen nichtständigen Beisitzer aus den im Anhang Teil A genannten Interessengruppen auswählen. Für die im gesamten Anhang bezeichneten Interessengruppen und öffentlichen Stellen wird (außer in Einigungsverfahren) die Gelegenheit gewährt, schriftlich zu Verfahren Stellung zu nehmen.

Im Teil C des Anhangs sind als Verbände der Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) und der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE). Diese Verbände können nichtständige Beisitzerinnen oder Beisitzer in Empfehlungsverfahren entsenden. Diese beiden Verbände wurden von der Clearingstelle als diejenigen ausgewählt, welche aus ihrer Sicht am ehesten das gesamte Spektrum der Netzbetreiber bzw. Anlagenbetreiber repräsentieren könnten.

Durch die Beteiligung der Verbände werden die Sichtweisen der bei der Clearingstelle registrierten Interessengruppen berücksichtigt. Dies ist allerdings beabsichtigt, denn es geht darum, die fachliche Expertise der Verbände in die Verfahren der Clearingstelle einzubringen. Eine Einschränkung der Unabhängigkeit dürfte dadurch nicht bestehen, da die ständigen Mitglieder der Clearingstelle stets die Mehrheit gegenüber den nichtständigen Beisitzern bilden.

8.5.3 Tätigkeit der Clearingstelle EEG

Nach § 57 EEG ist die Clearingstelle zur Klärung von „Streitigkeiten und Anwendungsfragen“ des EEG berufen. In § 10 Abs. 3 EEG 2000 war die Errichtung der Clearingstelle lediglich zur „Klärung von Streitigkeiten“ vorgesehen. In § 4 Abs. 1 sieht die Verfahrensordnung der Clearingstelle in

Übereinstimmung mit den entsprechenden Kommentierungen vor, dass Streitigkeiten Auseinandersetzungen zwischen zwei Parteien über den Inhalt oder den Umfang ihrer Pflichten und Rechte aus dem EEG im konkreten Einzelfall sind. Die Aufnahme des Begriffs der „Anwendungsfragen" in das EEG 2004 wurde weder in der damaligen Gesetzesbegründung noch in der Begründung zum EEG 2009 kommentiert. Auch ohne eine diesbezügliche Klarstellung in der Gesetzesbegründung dürfte die Clearingstelle EEG mit der Nennung von „Anwendungsfragen" aber auch dazu berufen sein, die Auslegung und Anwendung des EEG ohne Bezug zu einem konkreten Einzelfall zu klären (so ausdrücklich § 4 Abs. 2 VerfO).

Die Clearingstelle bietet außerdem regelmäßig Fachgespräche an, in welchen ein Austausch über bestimmte Themen zu Anwendungsfragen des EEG erfolgen kann. An den Fachgesprächen nehmen neben den betroffenen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern u.a auch Wissenschaftler, Mitarbeiter aus Behörden, Rechtsanwälte. Die Fachgespräche werden von der Branche sehr gut angenommen und sind ein wichtiges Forum zum Meinungsaustausch und der Diskussion relevanter Themen im Bereich des EEG.

Die Clearingstelle bietet außerdem in ihrem Internetauftritt ein weitreichendes Informationsangebot an. In diesem Internetauftritt macht sie gemäß § 9 VerfO die Empfehlungen, Hinweise und Voten (diese in anonymisierter Form) für die Öffentlichkeit zugänglich. Hinzu kommt die Zusammenstellung von rechtlichen Fachinformationen zum EEG, welche auch durch eine thematische Aufgliederung einen schnellen Zugriff zu den einzelnen Themen des EEG erlaubt. Mit dem Internetauftritt bietet die Clearingstelle eine wertvolle Hilfestellung für den Zugang zu rechtlichen Fachinformationen rund um das EEG auf regelmäßig aktuellem Stand. Die über das Internet frei verfügbaren Fachinformationen sowie das Angebot von Fachgesprächen können für die Klärung von Rechtsfragen zum EEG bereits im Vorfeld vor konkreten Streitigkeiten eine Rolle spielen. Ergänzend können bei der Clearingstelle außerdem Rundbriefe zu Themen des EEG bestellt werden.

8.5.4 Durchführung von Verfahren vor der Clearingstelle EEG

Die wichtigste Tätigkeit der Clearingstelle liegt in der Durchführung von Verfahren. Die Rahmenbedingungen für die Verfahren sind in der Verfahrensordnung geregelt.

8.5.4.1 Rechtsrahmen für die Verfahren

Auf die Einleitung eines Verfahrens besteht kein Rechtsanspruch (§ 5 Abs. 4 VerfO), so dass die Clearingstelle eine gewisse Freiheit in der Entscheidung darüber genießt, mit welchen Verfahren sie sich beschäftigt. Die Verfahren vor der Clearingstelle sind gebührenfrei, die Parteien haben die ihnen entstehenden Kosten ansonsten selbst zu tragen (§ 15

Abs. 1 VerfO). Auch die übrigen Beteiligten haben ihre Auslagen selbst zu tragen, mit Ausnahme der nichtständigen Beisitzerinnen und Beisitzer. Die Verfahrensordnung regelt den Verfahrensablauf, wobei sich die Clearingstelle darüber hinaus insbesondere an den Grundsätzen der ZPO orientieren kann (§ 13 Abs. 4 VerfO).

8.5.4.2 Verfahrensarten

Im Falle von Streitigkeiten, also Auseinandersetzungen zwischen zwei Parteien im konkreten Einzelfall, bietet die Clearingstelle das sog. Einigungsverfahren und das Votumsverfahren an. Für die Bewertung von Anwendungsfragen sieht die Verfahrensordnung der Clearingstelle das Empfehlungsverfahren und das Hinweisverfahren vor. Die Clearingstelle macht den Parteien Vorschläge, welches Verfahren gewählt werden sollte.

8.5.4.2.1 Einigungsverfahren und Votumsverfahren

Voraussetzung für die Durchführung eines Einigungsverfahrens ist, dass sich die Parteien und die Clearingstelle in übereinstimmenden Erklärungen darauf einigen, das Verfahren gemeinsam bei der Clearingstelle durchzuführen. Es erfolgt in dem Einigungsverfahren keine Entscheidung der Clearingstelle, sondern die Clearingstelle bietet vielmehr den Raum dafür, dass sich die Parteien gütlich auf eine gemeinsame Lösung verständigen können. Auf diese Weise kann das Einigungsverfahren dadurch für die Parteien rechtlich verbindlich enden, indem die Parteien einen Vergleich im Sinne des § 779 BGB schließen. Das Einigungsverfahren entspricht einem Mediationsverfahren. Nach Angaben der Clearingstelle konnten die bislang konkret durchgeführten 16 Einigungsverfahren stets mit einer Einigung abgeschlossen werden.

Durch die Beendigung im Vergleichswege unterscheidet sich das Einigungsverfahren grundlegend von dem Votumsverfahren, welches auf die Beendigung durch ein Votum der Clearingstelle angelegt ist, vgl. § 29 VerfO. In dem Votum begutachtet die Clearingstelle den konkreten Einzelfall rechtlich und entscheidet diesen durch ein Votum. Auch im Votumsverfahren gibt es die Möglichkeit, dass die Parteien einen Vergleich schließen, vgl. § 29 Nr. 2 VerfO. In einem Votumsverfahren können sich die Parteien bereits im Vorhinein dem späteren Votum der Clearingstelle unterwerfen. Diese Möglichkeit wird in der Praxis häufig wahrgenommen. Auch wenn dies unterbleibt, ist kein Fall bekannt, in welchem ein Votum später gerichtlich überprüft worden wäre.

8.5.4.2.2 Empfehlungsverfahren und Hinweisverfahren

Empfehlungsverfahren und Hinweisverfahren können auf Anregung von Jedermann eingeleitet werden, wobei insbesondere Anregungen durch die im Anhang zur Verfahrensordnung aufgeführten Interessengruppen oder von Seiten der Anlagen- oder Netzbetreiber in Betracht kommen. Die Anregung muss sich jeweils auf eine abstrakte Anwendungsfrage beziehen.

Die Clearingstelle kann Empfehlungs- und Hinweisverfahren auch aus eigener Veranlassung initiieren.

Im Empfehlungsverfahren nehmen stets die zwei nichtständigen Beisitzerinnen oder Beisitzer teil, die durch die im Anhang Teil C zur Verfahrensordnung aufgeführten Verbände ernannt werden, also den BDEW und den BEE. Für die im gesamten Anhang bezeichneten Interessengruppen und öffentlichen Stellen wird die Gelegenheit gewährt, schriftlich zum Verfahren Stellung zu nehmen.

Das Hinweisverfahren ist dem Empfehlungsverfahren sehr ähnlich, ist aber im Gegensatz zum Empfehlungsverfahren auf die Behandlung weniger umfänglicher Rechtsfragen angelegt. Der zum Beschluss vorgesehene Entwurf des Hinweises wird dabei jedenfalls an die im Anhang des Teil C aufgeführten Verbände, den BDEW und den BEE, und nach pflichtgemäßen Ermessen auch an weitere ausgewählte im Anhang aufgeführte Interessengruppen und öffentliche Stellen weiter geleitet, so dass diese zu einem möglichen Hinweis Stellung nehmen können.

Empfehlungs- und Hinweisverfahren bieten der Clearingstelle die Möglichkeit, auf eine Vielzahl von ähnlichen Anfragen in einer abstrakten Art und Weise zu antworten. Wenn die Clearingstelle gleichlaufende Anfragen erhält, wird sie sich daher regelmäßig dieser Instrumente bedienen, statt Einigungs- oder Votumsverfahren einzuleiten. In der Praxis kann die damit beabsichtigte Befriedung oft auch erreicht werden. So läuft nach Auskunft der Clearingstelle nach Veröffentlichung ihrer Empfehlung zu § 19 Abs. 1 EEG (2008/49) kein weiteres Verfahren mehr zur Auslegung dieser Vorschrift bei Biomasseanlagen (anders bei PV-Anlagen). Ähnlich habe es auch nach der Empfehlung der Clearingstelle zu Fragen des Messwesens (2008/20) erheblich weniger konkrete Anfragen zu diesem Themenbereich gegeben.

8.5.4.3 Ermittlung des Sachverhalts durch die Clearingstelle EEG

Sachverhaltsfragen sind von der Clearingstelle selten aufzuarbeiten, vielmehr beschäftigt sie sich in ihrer Entscheidungspraxis vor allem mit Rechtsfragen, welche sich bei der Auslegung des EEG ergeben. Sachverhaltsfragen spielen außerdem nur in den Einigungs- und Votumsverfahren eine Rolle, in denen es um die Behandlung von konkreten Streitigkeiten geht. Empfehlungs- und Hinweisverfahren sind bereits ihrer Art nach auf die Klärung von abstrakten Anwendungsfragen und damit Auslegungsfragen des EEG angelegt.

Die Möglichkeiten der Clearingstelle zur Sachverhaltsermittlung sind begrenzt. Nach § 7 Abs. 1 VerfO kann die Clearingstelle Sachverständige hinzuziehen und Gutachten einholen. Die Hinzuziehung weiterer Dritter erfolgt nach § 7 Abs. 2 VerfO aber nur mit Zustimmung der Parteien. Dies lässt sich nach dem Wortlaut auch auf die Hinzuziehung von Zeugen beziehen. In § 13 Abs. 4 VerfO heißt es, dass bei Zweifeln über die Anwendung und Auslegung der Verfahrensordnung der Leiter des Verfahrens

unter Berücksichtigung der Grundsätze der Zivilprozessordnung (ZPO) entscheidet. In einem gewissen Umfang mögen daher Bestimmungen der ZPO herangezogen werden können. Da die Clearingstelle aber kein Gericht und auch nicht anderweitig mit hoheitlicher Gewalt ausgestattet ist,[651] kann sie sich insbesondere nicht der förmlichen Beweismittel der ZPO bedienen. Im Hinblick auf die de facto geringe Rolle der Sachverhaltsermittlung in der Tätigkeit der Clearingstelle dürfte dies aber praktisch kein wesentliches Hindernis in der Arbeit der Clearingstelle darstellen.

8.5.4.4 Inhalt und Aufbau der Entscheidungen

Inzwischen hat sich eine bestimmte Praxis der Clearingstelle zum Aufbau ihrer Voten, Empfehlungen und Hinweise entwickelt. Diese Entscheidungen werden im Gegensatz zu den allein zwischen den Parteien getroffenen Einigungen im Einigungsverfahren regelmäßig auch auf der Internetseite der Clearingstelle veröffentlicht.

Gemeinsam ist allen drei Entscheidungsarten, dass die Clearingstelle den Entscheidungen in der Regel Leitsätze voranstellt. Diese werden auch bei den Votumsverfahren abstrakt formuliert, um auf vergleichbare Sachverhalte angewendet werden zu können. Ein Hinweis darauf, dass die Voten, Empfehlungen und Hinweise der Clearingstelle keine Rechtskraft erlangen (§ 32 VerfO), erfolgt hingegen nicht. Schon angesichts der Verbreitung der Entscheidungen über das Internet könnte sich ein solcher Hinweis in den jeweiligen Entscheidungen aber zur Erläuterung für die Leser anbieten.

Das Votum ähnelt von Aufbau und Inhalt einem zivilgerichtlichen Urteil.[652] Es gliedert sich wie ein Urteil in Rubrum, Tenor, Tatbestand und Entscheidungsgründe (überschrieben als „Begründung“). In den Entscheidungsgründen wird regelmäßig ein Urteilsstil verwandt, bei welchem das Ergebnis vorangestellt wird. Auch können aber Ausführungen im Gutachtenstil vorhanden sein.

Während Voten in ihrem Aufbau eher zivilgerichtlichen Urteilen entsprechen, wird zwar bei Empfehlungen und Hinweisen auch in Form eines Tenors das Ergebnis vorangestellt, die Untersuchung verläuft im Übrigen aber gutachterlich. Die Leitsätze im „Tenor“ können durchaus einen gewissen Umfang erreichen und erstrecken sich beispielsweise im Hinweis Nr. 2010/1 über zwei Seiten, in der Empfehlung Nr. 2008/49 über drei Seiten. Die Clearingstelle erläutert anschließend nach einem Inhaltsverzeichnis oft die Einleitung des Verfahrens und damit in gewissem Umfang die Verfahrensgeschichte. Danach werden oft recht detailliert die Stellungnahmen der betroffenen Kreise aus dem Anhang zur Verfahrensordnung wiedergegeben, welche sich zum jeweiligen Verfahren geäußert haben. Dadurch werden die Entscheidungen der Clearingstelle transparenter, au-

---

651 *Tüngler*, in: Frenz/Müggenborg, EEG, 2010, § 57 Rn. 12. Anders offenbar *Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 57 Rn. 14, der die Clearingstelle als „Beliehene“ einstufen will.

652 Kritisch zur urteilsähnlichen Entscheidung *Müller*, ZNER 2008, 203, 204; *Findeisen* in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 57 Rn. 35.

ßerdem kann auf diese Weise auch nachvollzogen werden, welche Interessengruppen oder Behörden die streitgegenständliche Frage womöglich anders auslegen als die Clearingstelle. Schließlich leitet die Clearingstelle das von ihr im Tenor bereits vorangestellte Ergebnis her und gliedert die Auslegungsfrage dabei in der Regel streng nach den einzelnen juristischen Auslegungsschritten.

Die Clearingstelle führt dabei jeweils meist sehr ausführlich begründet die einzelnen Argumente an, die sich aus Wortlaut, Systematik, Historie, Genetik oder Sinn und Zweck für die eine oder andere Auslegungsweise anführen lassen. Dadurch erreichen die Entscheidungen der Clearingstelle oft eine beachtliche Länge. Die Ausführlichkeit der Entscheidungen belegt zwar die inhaltliche Durchdringung der Fragen. Gleichzeitig führt dies aber dazu, dass die Praxistauglichkeit der Entscheidungen durchaus eingeschränkt werden kann. Dasselbe gilt für die oft hohe Komplexität der Entscheidungen, auch wenn sich diese aus inhaltlichen Gründen nicht immer ausschließen lässt. Aus unserer Sicht der Gutachter könnte die Praxistauglichkeit der Entscheidungen noch erhöht werden, wenn die Entscheidungen prägnanter gefasst wären und eine stärkere Konzentration auf die wesentlichen praktisch relevanten Aspekte erfolgen würde.

8.5.4.5 Wirkungen der Entscheidungen

8.5.4.5.1 Bedeutung der Entscheidungen für die Parteien

Den Entscheidungen der Clearingstelle kommt keine Rechtskraft zu, wie in § 32 VerfO ausdrücklich ausgeführt wird. Ein rechtsverbindlicher Abschluss eines Verfahrens ist aber in den Einigungsverfahren und auch in den Votumsverfahren durch einen Vergleich der Parteien möglich. Die Parteien können sich bei Votumsverfahren auch im Vorhinein dem Votum der Clearingstelle unterwerfen (dazu oben 8.5.4.2.1). Diese Möglichkeit wird in der Praxis regelmäßig genutzt.

8.5.4.5.2 Bedeutung der Entscheidungen für die allgemeine Rechtspraxis

Die Entscheidungen der Clearingstelle werden in der rechtlichen Beratung zum EEG oftmals herangezogen. Nach einem – nicht repräsentativen – Eindruck aus ihrer Beratungspraxis von BBH werden die Entscheidungen in der Praxis der Anlagenbetreiber und Netzbetreiber als sehr wichtige Leitlinie verwendet. Dies gilt insbesondere für aktuelle Fragen, zu denen aufgrund der zeitlichen Nähe zum Erlass des Gesetzes gerichtliche Entscheidungen noch nicht vorliegen. Für die Anwendung des EEG in der Praxis haben die Entscheidungen der Clearingstelle damit in den letzten Jahren ein zunehmendes Gewicht gewonnen und waren für die Rechtsanwendung des Gesetzes sehr hilfreich.

Mit welchem Gewicht Entscheidungen der Clearingstelle in gerichtlichen Verfahren berücksichtigt werden, lässt sich zum derzeitigen Zeitpunkt

noch nicht eindeutig absehen. In einer Entscheidung des OLG Stuttgart – allerdings noch zur alten vom Bundeswirtschaftsministerium errichteten Clearingstelle – misst das Gericht einer Empfehlung der Clearingstelle lediglich die Funktion einer „sehr schwachen Auslegungshilfe“ zu.[653] Zukünftig dürfte mit einer häufigeren Bezugnahme von Gerichten auf Entscheidungen der Clearingstelle zu rechnen sein. So führt das OLG Naumburg in einer jüngeren Entscheidung das Votum der Clearingstelle vom 27.11.2008 (2008/23) unterstützend wie ein Zitat aus der rechtswissenschaftlichen Literatur an.[654] Demgegenüber ist nunmehr eine erste Entscheidung bekannt geworden, in der ein Gericht eine abweichende Auffassung von der Clearingstelle vertritt. So legt das Brandenburgische Oberlandesgericht den Anlagenbegriff nach § 3 Nr. 1 EEG von der Empfehlung der Clearingstelle aus.[655] Allerdings war der Entscheidung des Gerichts kein konkretes Verfahren vor der Clearingstelle vorangegangen.

Bisher sind keine Verfahren bekannt, in denen es nach einer Äußerung der Clearingstelle in einem konkreten Fall (Votumsverfahren) noch zu einem gerichtlichen Verfahren in derselben Sache kam. Die Befriedungsfunktion der Verfahren für konkrete Fälle dürfte demgemäß sehr weitgehend gegeben sein. Andererseits kann es aufgrund des nicht rechtsverbindlichen Charakters der Entscheidungen der Clearingstelle immer wieder vorkommen, dass Gerichte abweichende Auffassungen vertreten. Dies dürfte aber vorwiegend im Hinblick die abstrakten Entscheidungen der Clearingstelle in Hinweis- und Empfehlungsverfahren gelten.

8.5.4.5.3 Bedeutung der Entscheidungen für Wirtschaftsprüfer

Eine wichtige Rolle können Entscheidungen der Clearingstelle im Rahmen der Testierung der Abrechnungen von Wirtschaftsprüfern gemäß §§ 50 EEG spielen. In den für die Durchführung einer ordnungsgemäßen Abschlussprüfung regelmäßig zu beachtenden Prüfungsstandards wird im Prüfungsstandard 970 neben der Orientierung an der obergerichtlichen Rechtsprechung nun auch eine anhand der Entscheidungen der Clearingstelle empfohlen.[656] Der Prüfungsstandard betrifft Prüfungen auf der Grundlage des EEG. In den allgemeinen Vorschriften über die Prüfungsplanung und -durchführung wird dem Wirtschaftsprüfer in Ziffer 4.1 zur Prüfung vorgegeben:

> *„Im Hinblick auf das rechtliche Umfeld hat er sich neben einem Überblick über die höchstrichterliche Rechtsprechung zusätzlich einen Überblick über die Voten, Hinweise und Empfehlungen der Clearingstelle EEG zu verschaffen, auch wenn letztere nicht rechtsverbindlich sind.“*

---

653 OLG Stuttgart, RdE 2004, 23, 25.

654 OLG Naumburg, Urt. v. 02.09.2010, Az. 11 O 2241/09 (bislang unveröffentlicht).

655 OLG Brandenburg, Urteil vom 16.09.2010, Az.: 12 U 79/10 (bislang unveröffentlicht).

656 IDW Prüfungsstandard: Prüfungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (IDW PS 970), Stand: 09.09.2009.

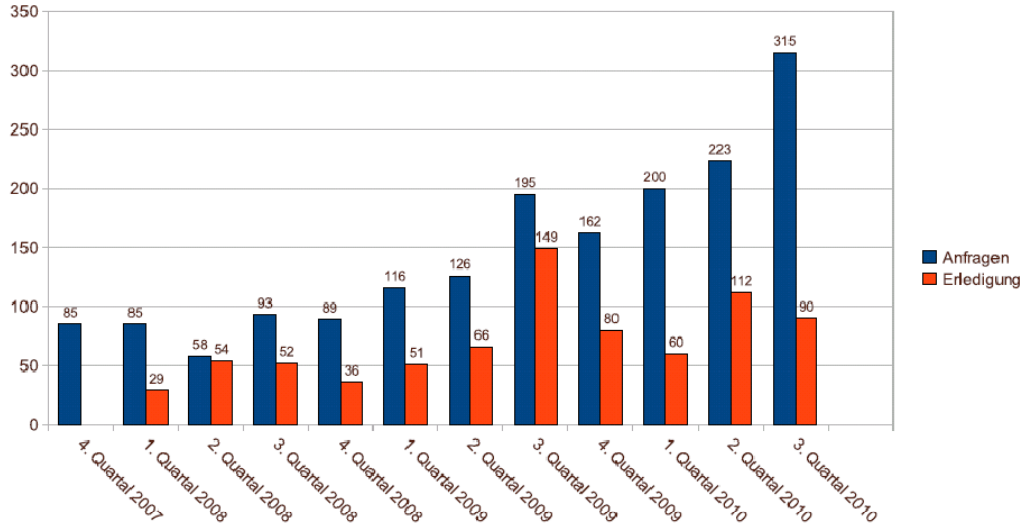
Zu etwaigen Besonderheiten, welche der Wirtschaftsprüfer in seiner Bescheinigung offenlegen kann, gehören nach Ziffer 6 des Prüfungsstandards des Weiteren auch strittige Sachverhalte wie *„vertretbare Abweichungen von den Voten, Hinweisen und Empfehlungen der Clearingstelle EEG“*.

Der Einfluss auf die Praxis, welche die Entscheidungen der Clearingstelle hierdurch erlangen, darf nicht unterschätzt werden. Den Wirtschaftsprüfern kommt bei der Umsetzung der Vorgaben des EEG eine zentrale Rolle zu, indem sie die unternehmensinterne Prüfinstanz dafür darstellen, ob Vergütungszahlungen den Anforderungen des EEG entsprechen. Nach § 50 EEG können Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen verlangen, dass für den Belastungsausgleich relevante Endabrechnungen durch einen Wirtschaftsprüfer oder einen vereidigten Buchprüfer bescheinigt werden. Dazu gehören Endabrechnungen der Netzbetreiber, der Übertragungsnetzbetreiber und der Elektrizitätsversorgungsunternehmen für das Vorjahr. Für den Belastungsausgleich und damit rückwirkend auch für die Auszahlung der EEG-Vergütung haben die Bescheinigungen der Wirtschaftsprüfer damit eine herausgehobene Bedeutung.

8.5.4.6 Anzahl und Dauer der Verfahren

Im Zeitraum von Oktober 2007 bis Juli 2010 erhielt die Clearingstelle nach eigenen Angaben 1566 konkrete Anfragen (d.h. auf potentielle Verfahren gerichtete Anfragen mit Ausnahme von Anfragen um allgemeine Rechtsauskünfte, die mit einem Standardschreiben beantwortet werden). Die mit Abstand meisten Anfragen verzeichnete die Clearingstelle zu Rechtsfragen, welche Photovoltaik-Anlagen als Gegenstand haben. Herausragend viele Anfragen gibt es aber auch zu Biomasse-Anlagen. Nach den Themengebieten des EEG aufgeteilt befassen sich die meisten Anfragen mit Fragen der EEG-Vergütung bzw. den Boni, gefolgt von Anfragen zum Thema Netzanschluss.

Bei Einigungs- und Votumsverfahren sagt die Clearingstelle eine Erledigung innerhalb von drei Monaten ab Verfahrenseinleitung zu. Bis zur Verfahrenseinleitung bestehen aber z.T. erhebliche und deutlich über diesen Zeitraum hinausgehende Wartezeiten. Derzeit liegen bei der Clearingstelle noch etwa über 1000 offene Anfragen. Eine schnellere Verfahrenserledigung wird in der Praxis allerdings dadurch erreicht, dass bei abstrakten Anwendungsfragen Empfehlungen und Hinweise oft zu dem Zeitpunkt herausgegeben werden, in dem sich eine entsprechende Rechtsfrage (beispielsweise wegen einer Übergangsregelung) mit besonderer Aktualität stellt. Dadurch kann eine Vielzahl von konkreten Anfragen erledigt werden.



Quelle: Clearingstelle EEG

Abbildung 8-2: Verfahrensanfragen und Erledigung.

Abbildung 2 zeigt die Anzahl der konkreten Anfragen und deren Erledigungen, nicht enthalten sind beispielsweise Anregungen auf Einleitung eines Empfehlungsverfahrens. Hinsichtlich des dritten Quartals 2010 wurden in der Grafik nur die Anfragen ausgewiesen, bei denen die Clearingstelle bereits sicher von einer Erledigung ausgegangen ist (Stand: 29.09.2010). Die Clearingstelle geht aber davon aus, dass die Zahl der im dritten Quartal erledigten Anfragen noch höher liegen wird, was aber naturgemäß erst mit gewisser zeitlicher Verzögerung festgestellt werden kann.

Die Grafik zeigt, dass die Zahl der Anfragen stetig zunimmt. Gleichzeitig steigt die Diskrepanz zwischen der Zahl der Anfragen und der Zahl der Erledigungen. Diese Statistik macht deutlich, dass die Clearingstelle gegenwärtig nicht in der Lage ist, die an sie herangetragenen Anfragen zeitnah zu erledigen. Dies bedeutet, dass auch die Verfahrensdauer in der Praxis ganz erheblich sein kann. Dadurch ist die Clearingstelle nur sehr bedingt in der Lage, ihre Aufgabe zu erfüllen, ein beschleunigtes Verfahren durchzuführen.

8.5.5 Vereinbarkeit der Tätigkeit mit dem Rechtsdienstleistungsgesetz (RDG)

Die Clearingstelle ist zur Lösung von Streitfällen im Zusammenhang mit dem EEG berufen. Damit schaltet sich die Clearingstelle auch in die Lösung konkreter Rechtsstreitfälle ein. Insofern könnte fraglich sein, ob die Tätigkeit der Clearingstelle mit den Vorgaben des Rechtsdienstleistungsgesetzes (RDG)[657] vereinbar ist. Das RDG erlaubt die selbständige Er-

[657] Rechtsdienstleistungsgesetz vom 12. Dezember 2007 (BGBl. I S. 2840), das zuletzt durch Artikel 9 Absatz 2 des Gesetzes vom 30. Juli 2009 (BGBl. I S. 2449) geändert worden ist.

bringung außergerichtlicher Rechtsdienstleistungen nur in dem Umfang, in dem sie durch das RDG selbst oder durch oder aufgrund anderer Gesetze erlaubt wird, § 3 RDG.

8.5.5.1 Rechtsdienstleistung

Voraussetzung für die Anwendbarkeit des RDG ist zunächst, dass eine Rechtsdienstleistung i. S. d. RDG vorliegt. Eine Rechtsdienstleistung ist nach § 2 Abs. 1 RDG jede Tätigkeit in konkreten fremden Angelegenheiten, sobald sie eine rechtliche Prüfung des Einzelfalls erfordert. Aus dem Bezug auf eine konkrete Rechtsangelegenheit ergibt sich, dass sich die Tätigkeit auf eine „sachverhaltsbezogene, nicht lediglich fingierte Rechtssache einer bestimmten anderen Person“ beziehen muss.[658]

Aufgrund dieser Definition dürfte die Tätigkeit der Clearingstelle in Empfehlungs- und Hinweisverfahren nicht als Rechtsdienstleistung anzusehen sein, weil sich diese Verfahren nicht mit einem konkreten Einzelfall, sondern in abstrakter Weise mit der Auslegung und Anwendung des EEG befassen (vgl. § 5 Abs. 2 und Abs. 2a VerfO). Außerdem ist in § 2 Abs. 3 Nr. 1 RDG die Erstattung wissenschaftlicher Gutachten vom Begriff der Rechtsdienstleistung ausgenommen. Da in den Empfehlungen und Hinweisen der Clearingstelle Rechtsprechung und Literatur zur Auslegung des EEG herangezogen sowie Weg und Ergebnis der juristischen Prüfung dargelegt werden, könnten die Empfehlungen und Stellungnahmen als Gutachten in diesem Sinne anzusehen sein.[659]

Die Tätigkeit der Clearingstelle in Einigungs- und Votumsverfahren würde nach den allgemeinen Merkmalen des § 2 Abs. 1 RDG allerdings wohl eine Rechtsdienstleistung darstellen. Hierfür könnte aber eine Ausnahme vom Begriff der Rechtsdienstleistung nach § 2 Abs. 3 Nr. 2 bzw. Nr. 4 RDG eingreifen. Nach diesen Vorschriften handelt es sich sowohl bei der „Tätigkeit von Einigungs- und Schlichtungsstellen, Schiedsrichterinnen und Schiedsrichtern“ als auch bei der „Mediaton und jeder vergleichbaren Form der alternativen Streitbeilegung, sofern die Tätigkeit nicht durch rechtliche Regelungsvorschläge in die Gespräche der Beteiligten eingreift“, nicht um eine Rechtsdienstleistung i. S. d. RDG. Bei der Tätigkeit der Clearingstelle im Einigungsverfahren dürfte es sich um eine Mediation i. S. d. § 2 Abs. 3 Nr. 4 RDG handeln. Denn im Einigungsverfahren trifft die Clearingstelle gerade keine eigene Entscheidung, sondern moderiert im Wesentlichen lediglich den Entscheidungsprozess der Parteien. Die Tätigkeit der Clearingstelle in Votumsverfahren dürfte auch als Tätigkeit einer Einigungsstelle- oder Schlichtungsstelle i. S. d. § 2 Abs. 3 Nr. 2 RDG anzusehen sein. Deren Tätigkeit kann nämlich auch auf eine Entscheidung des Rechtsstreites, wenn auch in einer weniger verbindlichen Form,

---

658 *Weth* in: Henssler/Prütting, Bundesrechtsanwaltsordnung, 3. Aufl. 2010, § 2 RDG, Rn. 21.

659 Zu den Anforderungen an ein wissenschaftliches Gutachten i.S.d. RDG siehe *Weth* a. a. O., § 2 RDG, Rn. 65.

ausgerichtet sein.[660] Dies spricht dafür, dass auch die Tätigkeit in den auf eine Einzelfallentscheidung angelegten Votumsverfahren von dem Begriff der Rechtsdienstleistung ausgenommen ist. Da jedenfalls in einem Votumsverfahren jedoch eine konkrete Einzelfallentscheidung aufgrund einer rechtlichen Analyse des EEG getroffen wird und es nicht eindeutig ist, ob es sich bei der Clearingstelle tatsächlich um eine Einigungs- oder Schlichtungsstelle im Sinne des Gesetzes handelt, erscheint es nicht ausgeschlossen, die Tätigkeit der Clearingstelle teilweise als Rechtsdienstleistung anzusehen.

8.5.5.2 Ausnahme nach § 3 RDG

Geht man davon aus, dass es sich bei den Verfahren der Clearingstelle um außergerichtliche Rechtsdienstleistungen i. S. d. RDG handelt, würde jedoch kein Verstoß gegen das RDG vorliegen, wenn die Tätigkeit durch das RDG oder durch oder aufgrund anderer Gesetze erlaubt wäre, § 3 RDG. Eine Erlaubnis der Tätigkeit der Clearingstelle in diesem Sinne ergibt sich hier aus einem anderen Gesetz, nämlich aus § 57 EEG. In § 57 wird die Einrichtung einer Clearingstelle zur Klärung von Streitigkeiten und Anwendungsfragen ausdrücklich vorgesehen. Die Formulierung in § 3 RDG macht deutlich, dass Regelungen in anderen Gesetzen über die Befugnis zur Erbringung von Rechtsdienstleistungen von den Vorschriften im RDG unberührt bleiben.[661] Die Tätigkeit der Clearingstelle EEG dürfte damit schon aufgrund des zum RDG formell gleichrangigen EEG zugelassen sein, solange sich die Tätigkeit der Clearingstelle im Rahmen der Ermächtigung in § 57 EEG hält. Nach den aktuellen Verfahren der Clearingstelle, wie sie aufgrund der VerfO geführt werden, ist ohne Weiteres davon auszugehen, dass damit die Voraussetzungen des § 57 EEG eingehalten werden.

Schließlich kommt auch in Betracht, dass die Tätigkeit der Clearingstelle EEG, sofern es sich dabei um eine Rechtsdienstleistung i. S. d. RDG handeln sollte, nach § 6 Abs. 1 RDG oder § 8 Abs. 1 Nr. 1 RDG erlaubt ist. Aufgrund der Kostenfreiheit der Verfahren könnte es sich um eine erlaubte unentgeltliche Rechtsdienstleistung nach § 6 Abs. 1 RDG handeln, welche – wie derzeit in § 2 Abs. 1 Satz 2 VerfO angelegt – von Personen mit der Befähigung zum Richteramt durchgeführt wird (vgl. § 6 Abs. 2 RDG). Außerdem sind nach § 8 Abs. 1 Nr. 1 RDG Rechtsdienstleistungen von behördlich bestellten Personen erlaubt. Die behördliche Bestellung könnte hier durch die Ausschreibung des BMU erfolgt sein.

Während die Tätigkeit der Clearingstellte EEG in den in der Verfahrensordnung genannten Verfahrensarten demnach mit dem Rechtsdienstleistungsgesetz vereinbar sein dürfte, würde etwas anderes dann gelten, wenn die Clearingstelle EEG innerhalb dieser Tätigkeiten oder durch andere Tätigkeiten selbständig außergerichtliche Rechtsdienstleistungen

---

[660] Regierungsbegründung zum RDG, BT-Drs. 16/3655, S. 50.

[661] Vgl. *Römermann*, NJW 2008, S. 1249, 1250.

erbringt, welche nicht mehr von der gesetzlichen Ermächtigung in § 57 EEG und auch nicht durch andere Vorschriften im RDG gedeckt sind. Dies ist gegenwärtig jedoch nicht der Fall.

8.5.5.3 Ergebnis

Im Ergebnis bleibt also festzuhalten, dass die Tätigkeit der Clearingstelle wohl schon keine Rechtsdienstleistung darstellt, jedenfalls aber eine Tätigkeit ist, die durch ein anderes Gesetz, hier das EEG, ausdrücklich erlaubt wird. Die Tätigkeit der Clearingstelle ist damit mit den Vorgaben des RDG vereinbar und stellt keine unzulässige Rechtsdienstleistung dar. Eine entsprechende Klarstellung erscheint aus unserer Sicht im EEG oder in der Gesetzesbegründung nicht erforderlich, aber auch nicht schädlich.

8.5.6 Bewertung der Rolle der Clearingstelle

8.5.6.1 Rolle und Bedeutung der Clearingstelle

Für die Anwendung des EEG in der Praxis hat die Clearingstelle in den letzten Jahren eine erhebliche Bedeutung gewonnen. Die zahlreichen Verfahren belegen ein Bedürfnis in der Praxis nach einer Streitentscheidung und Schlichtung außerhalb der Gerichte. Hintergrund für das praktische Bedürfnis dürfte vor allem der Mangel an gerichtlichen Entscheidungen zum EEG sein. Das EEG ist ein sehr dynamischer Rechtsbereich, der durch häufige Novellierungen und Gesetzesänderungen geprägt ist sowie einen stark zunehmenden Normenumfang. Aufgrund dessen existieren zu vielen Rechtsfragen noch keine Gerichtsentscheidungen. Gleichzeitig besteht für die Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ein hohes Bedürfnis für Rechtsklarheit und Rechtssicherheit.

Die Entscheidungen der Clearingstelle haben gegenüber den Entscheidungen von Gerichten verschiedene Vorteile. Zum Ersten kann durch die Beteiligung der Verbände und öffentlichen Stellen eine Vielzahl von Argumenten gesammelt und von der Clearingstelle verwertet werden. Dies sichert auch eine größere Akzeptanz der Entscheidungen in der Praxis. Zum Anderen besteht aufgrund der Spezialisierung der Mitglieder der Clearingstelle grundsätzlich ein höherer rechtlicher und technischer Sachverstand. Eine solche Fachkompetenz der Gerichte ist im Bereich des Rechts der Erneuerbaren Energien nicht stets vorhanden.

Ein dritter Vorteil der Clearingstelle kann die zügigere Entscheidung sein. Tatsächlich sind regelmäßig zu wichtigen Fragen – wie etwa dem Inbetriebnahmebegriff von PV-Anlagen – zeitnah zu der aktuellen Bedeutung Entscheidungen ergangen. Angesichts der zahlreichen Verfahrensanfragen kann die Clearingstelle allerdings bei der derzeitigen Ausstattung eine zügige Verfahrenserledigung nicht immer hinreichend gewährleisten.

8.5.6.2 Entscheidungspraxis

Die Entscheidungen der Clearingstelle sind inhaltlich stets umfassend begründet. Viele Entscheidungen werden auf dieser Grundlage von den Beteiligten positiv aufgenommen und in der Praxis berücksichtigt. Einzelne Entscheidungen sind allerdings auch umstrittener und sind in der Praxis auf ein geteiltes Echo gestoßen. Mittlerweile ist auch der erste Fall bekannt, in dem ein Gericht von der Entscheidung der Clearingstelle abgewichen ist.

Es erscheint allerdings zu einem gewissen Grade normal und selbstverständlich, dass Entscheidungen kontrovers diskutiert werden und nicht von allen Beteiligten geteilt werden. Hervorzuheben ist allerdings, dass das entscheidende Kriterium für die Akzeptanz der Entscheidungen darin liegt, dass die Entscheidungen praxistauglich sind und für die Beteiligten klare Anwendungshinweise geben. Sehr hilfreich für die Praxis sind dabei etwa konkrete Kriterienkataloge, wie sie die Clearingstelle beispielsweise in der Empfehlung Nr. 2010/2 vom 01.07.2010 zum Begriff der „Konversionsfläche“ entwickelt hat. Schwierigkeiten für die Umsetzung von Entscheidungen können sich hingegen dann stellen, wenn diese sehr komplex sind oder bestimmte mit Abwicklungsaufwand verbundene Nachweismöglichkeiten vorsehen. Auch die oft sehr ausführliche Begründung der Entscheidungen kann ihre Verwertbarkeit in der Praxis mitunter schmälern. Aus unserer Sicht würde es die Praxistauglichkeit der Entscheidungen weiter erhöhen, wenn die Entscheidungen weniger umfangreich und in sich weniger komplex sind, um eine klarere Anwendung in der Praxis zu ermöglichen.

Viele Entscheidungen der Clearingstelle haben umstrittene rechtliche Anwendungsfragen des EEG systematisch bearbeitet und konnten daher der zugedachten Funktion einer Vermeidung von Streitigkeiten beitragen. Grundsätzlich werden nach unserem Eindruck die Entscheidungen der Clearingstelle in der Praxis von den beteiligten Akteuren als wichtige Leitlinie herangezogen. Eine besondere Bedeutung hat die Clearingstelle mittlerweile insbesondere darüber gewonnen, dass Entscheidungen der Clearingstelle durch die Wirtschaftsprüfer zu berücksichtigen sind. Faktisch ersetzen die Entscheidungen der Clearingstelle damit sonst erforderliche Gerichtsentscheidungen.

Zeigt sich in dieser Wirkung der Entscheidungen einerseits positiv die Befriedungsfunktion der Entscheidungen der Clearingstelle, darf die darin liegende faktische Entscheidungsgewalt der Clearingstelle nicht unterschätzt werden. An entscheidenden Stellschrauben des EEG hat die Clearingstelle die Möglichkeit, sich in abstrakten Rechtsanwendungsfragen auf eigene Veranlassung in einer institutionalisierten Form mit ihrer Rechtsmeinung Gehör zu verschaffen. Wenn sich daraus, wie durchaus bei mehreren Entscheidungen zu erwarten, faktisch „Branchenlösungen“ entwickeln, werden die Entscheidungen der Clearingstelle oftmals auch nicht später gerichtlich kontrolliert werden. Diese Lösungen können in der Pra-

xis im Einzelfall auch zu einer Kostensteigerung des EEG führen (vgl. unten 8.5.7.3.).

8.5.6.3 Dauer der Verfahren

Mit der derzeit vorhandenen personellen Ausstattung der Clearingstelle erscheint es nur schwierig möglich, dass die Clearingstelle die an sie gestellten Anfragen in der Weise erledigen könnte, dass sie stets wie gewünscht zu einer zügigen Streitklärung beitragen kann. Durch die dynamische Entwicklung des Rechtsgebiets der Erneuerbaren Energien und die damit verbundene Komplexität ergibt sich eine Fülle von Rechtsfragen, welche nicht stets in der von der Praxis erwünschten Zeit von der Clearingstelle aufgearbeitet werden können. Verfahren vor der Clearingstelle können stattdessen eine beträchtliche Dauer aufweisen.

Als Lösungsansatz hierfür könnte zunächst über eine Reduzierung der Aufgaben der Clearingstelle oder über eine kürzere Behandlung der einzelnen Anfragen nachgedacht werden. In der Literatur wird darauf hingewiesen, dass der Gesetzgeber mit der Clearingstelle eine Klärungsinstitution, keine Entscheidungsinstitution errichten wollte.[662] Faktisch agiere die Clearingstelle seit ihrer Neuerrichtung aber „stärker als Streitschlichtungsinstanz denn als Diskussions- und Meinungsäußerungsforum“.[663] Daher wurde vorgeschlagen, hinsichtlich der Entscheidungen der Clearingstelle über Anwendungsfragen gewisse Einschränkungen vorzusehen, etwa durch Beschränkung der schlichtenden Tätigkeit der Clearingstelle auf durch obergerichtliche Rechtsprechung (OLG und BGH) ungeklärte Rechtsfragen.[664] Denkbar wäre auch, dass die Clearingstelle stattdessen nur noch abstrakte Empfehlungen und Hinweise zu Anwendungsfragen des EEG gibt.

In praktisch allen Fällen behandelt die Clearingstelle aber ohnehin Rechtsfragen, die noch nicht durch die oberinstanzliche Rechtsprechung geklärt wurden. Eine Beschränkung auf nicht durch obergerichtliche Urteile entschiedene Fälle würde also nicht zu einer Entlastung der Clearingstelle führen. Auch sollte der Clearingstelle keinesfalls die Aufgabe der Streitschlichtung in Einzelfällen genommen werden. Vielmehr trägt die Clearingstelle gerade in Einigungs- und Votumsverfahren in konkreten Fällen dazu bei, dass die Gerichte in diesen Fällen nicht angerufen werden müssen. Eine Aufgabeneinschränkung sollte daher nicht bei den konkreten Streitigkeiten erfolgen. Die Entscheidungen der Clearingstelle zu abstrakten Anwendungsfragen, welche Gerichten in dieser Form nicht möglich wären, können zwar aufgrund der großen Entscheidungsmacht der Clearingstelle in diesem Bereich auf gewisse Bedenken stoßen. Andererseits

662 *Findeisen* in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 57 Rn. 37. Entsprechend weist *Salje* darauf hin, dass der Begriff der „Klärung“ weniger weit reicht als der Begriff der „Entscheidung“, EEG, 5. Aufl. 2009, § 57 Rn. 7.

663 *Tüngler* in: Frenz/Müggenborg, EEG, 2010, § 57 Rn. 4.

664 *Müller*, ZNER 2008, 203.

tragen gerade diese Verfahren effektiv zur Befriedung und Klärung in einer Vielzahl von Fällen bei, weshalb eine Kürzung der Aufgaben in diesem Bereich wohl vor dem Maßstab der Effektivität der Entscheidungen der Clearingstelle ebenfalls nicht zielführend sein dürfte.

Um die für die Praxis wichtige zügige Verfahrenserledigung zu erreichen, erscheint stattdessen jedenfalls gegenwärtig eine personelle Aufstockung der Clearingstelle erforderlich. Generell sollte gewährleistet werden, dass die Clearingstelle im Hinblick auf den Personalbedarf flexibel auf die anfallenden Aufgaben reagieren kann.

8.5.7 Ableitungen und Empfehlungen

Insgesamt lässt sich also feststellen, dass die Entscheidungen der Clearingstelle eine immer stärkere faktische Wirkung für die Auslegung des EEG erlangen. Wegen der erheblichen Bedeutung für die Branche ist deshalb fraglich, ob die Clearingstelle nicht klarere institutionelle Konturen erhalten sollte, welche ihre Unabhängigkeit sowie eine weitgehende Transparenz ihrer Verfahren weiter verfestigen.

8.5.7.1 Dauerhafte Finanzierung

Ein entscheidendes Problem für die Arbeit der Clearingstelle resultiert aus der jeweils nur auf einen befristeten Zeitraum angelegten Finanzierung. Die Finanzierung der Clearingstelle ist stets nur für den ausgeschriebenen, relativ kurzen Zeitraum gesichert. Die kurze Dauer der Ausschreibungen hat etwa am Ende des Jahres 2009 zu einem nicht unerheblichen Effizienzverlust in der Arbeit der EEG-Clearingstelle geführt, als kurzfristig die Ausschreibung der Clearingstelle ab dem Jahr 2010 erforderlich wurde. Die relativ kurze Dauer der Ausschreibungszeiträume führt außerdem vor allem dazu, dass die Mitarbeiter darüber hinausgehende Dispositionen regelmäßig nicht treffen können. Entsprechend arbeiten die Mitarbeiter der Clearingstelle derzeit in der Regel zum zweiten Mal auf der Grundlage eines befristeten Arbeitsvertrages. Die wirtschaftliche Ungewissheit der Mitarbeiter könnte gegebenenfalls auch deren Unabhängigkeit negativ beeinflussen.

Ein weiteres Problem aus einer nur auf kurze Zeiträume angelegten Finanzierung ist, dass dadurch die notwendige fachliche Qualität der Entscheidungen womöglich nicht auf Dauer gesichert werden kann. Qualifizierte Mitarbeiter werden häufig an einem auf einen längeren Zeitraum angelegten Arbeitsverhältnis interessiert und so auch nur dauerhaft zu motivieren sein. Mitarbeiter mit langjähriger Erfahrung zu gewinnen wird oft nur auf einer gesicherten finanziellen Grundlage gelingen. Durch wechselndes Personal kann es schließlich auch zu nicht unerheblichen Effizienzverlusten kommen.

Hinzu kommt die angesichts der steigenden Zahl der Anfragen zu hinterfragende personelle Ausstattung der Clearingstelle (siehe bereits 8.5.6.3.).

Sollte die Dynamik im Rechtsbereich der Erneuerbaren Energien anhalten und soll die Clearingstelle angesichts dessen effizienter gestaltet werden, dürfte eine Erweiterung des bestehenden Personals notwendig werden.

8.5.7.2 Institutionelle Grundlage

Für eine stärkere Institutionalisierung der Clearingstelle stellt sich auch die Frage, ob eine Anbindung an eine andere Organisation stattfinden sollte.

Dabei wäre zum einen eine stärkere Anbindung an die Verbände denkbar. Dies erscheint aber im Hinblick auf die Unabhängigkeit der Clearingstelle äußerst problematisch und daher nicht empfehlenswert. Demgegenüber erscheint die aktuelle Rolle der Verbände in der Clearingstelle ausreichend.

Zum Zweiten wäre eine stärkere Anbindung der Clearingstelle an öffentliche Stellen denkbar. Jedoch müsste überlegt werden, wie bei einer Anbindung an eine öffentliche Stelle die Unabhängigkeit der Clearingstelle gesichert werden kann. Wenn etwa die Clearingstelle als Teil einer bestehenden Behörde – etwa des BMU, des UBA oder der BNetzA – organisiert würde, unterläge die Clearingstelle der Fachaufsicht dieser Behörde. Dies wäre mit der Unabhängigkeit der Clearingstelle nur schwierig zu vereinbaren. Ein wichtiges Kriterium für die Akzeptanz bei möglichen Konfliktpartnern ist gerade die vollkommene Unabhängigkeit einer solchen Schlichtungsstelle. Dies beinhaltet auch, dass keine Weisungsbindung von übergeordneter Stelle, z. B. von staatlichen Behörden, besteht. Die Übertragung der Aufgabe einer Mittlerfunktion auf Bundesbehörden oder nachgelagerte Stellen würde die Unabhängigkeit der Entscheidungen in Frage stellen. Die Bundesnetzagentur kommt von ihrer Fachkompetenz im Prinzip für die Übernahme der Aufgaben der Clearingstelle in Betracht. Jedoch ist zu beachten, dass für einen Teil der vom EEG adressierten Akteure die Bundesnetzagentur keine unabhängige Stelle darstellt und eventuell den Verdacht der Befangenheit erregen könnte. Die Gründung der Clearingstelle nach § 57 EEG als unabhängige Institution durch das BMU ist insgesamt als zweckdienliche und sinnvolle Lösung zu bewerten. Dabei sollte allerdings eine stärkere wirtschaftliche Sicherheit für die Clearingstelle als gegenwärtig über die Ausschreibungen für kurze Zeiträume gewährleistet werden.

8.5.7.3 Kontrolle der Clearingstelle?

Der faktisch erhebliche Einfluss der Clearingstelle auf die Rechtsanwendungspraxis des EEG wirft die Frage auf, ob eine Kontrollinstanz für Entscheidungen der Clearingstelle aus institutioneller Sicht empfehlenswert sein könnte.

Gegen die Notwendigkeit einer weiteren Überprüfung spricht, dass Entscheidungen der Clearingstelle grundsätzlich rechtlich unverbindlich sind und daher bereits ausreichend durch die Gerichte nachgeprüft werden können. Insbesondere in den Empfehlungs- und Hinweisverfahren, welche

abstrakte Fragestellungen behandeln, ist eine spätere Anrufung der Gerichte daher möglich. Auch im Rahmen der Votumsverfahren ist eine Anrufung der Gerichte jedenfalls dann ohne weiteres möglich, wenn die Parteien keine Verständigung über die gegenseitige Anerkennung des Votums getroffen haben.

Allerdings könnte sich herausstellen, dass Entscheidungen der Clearingstelle oft faktisch nicht mehr gerichtlich überprüft werden, weil sich alle Marktakteure an die Entscheidungen halten. Dabei ist zu bedenken, dass von der Seite der Netzbetreiber aus gesehen zumindest in Fragen der Vergütung für eine EEG-Anlage entscheidend ist, ob sie die an den Anlagenbetreiber ausgezahlten Vergütungen im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus geltend machen können. Kann der Netzbetreiber gegenüber dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber die ausgezahlte EEG-Vergütung mit Verweis auf die rechtliche Auslegung in einer Entscheidung der Clearingstelle geltend machen, wird ihm die Durchführung eines gerichtlichen Verfahrens in derselben Frage womöglich unsinnig erscheinen, selbst wenn er Zweifel an der Rechtsauffassung der Clearingstelle hat.

Als Beispiel kann der Hinweis der Clearingstelle Nr. 2010/1 vom 25.06.2010 zum Inbetriebnahmezeitpunkt bei Photovoltaik-Anlagen erwähnt werden, in dem die Clearingstelle eine Inbetriebnahme bereits in dem Zeitpunkt bejaht, in dem in der Anlage erstmals Strom erzeugt und dieser außerhalb der Anlage in einer beliebigen Einrichtung umgewandelt bzw. verbraucht wird. Die Auslegung der Frage des Inbetriebnahmezeitpunktes hat aufgrund der Vorschriften über die Degression nach § 20 EEG erhebliche Bedeutung für die Höhe des Vergütungsanspruches. Bei der Festlegung eines frühzeitigen Inbetriebnahmezeitpunktes profitieren viele Anlagenbetreiber von höheren Vergütungssätzen und haben daher keinen Anlass für eine gerichtliche Überprüfung der Frage. Die Netzbetreiber haben kein wirtschaftliches Interesse an einer Überprüfung, wenn sie die Vergütungszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus erstattet bekommen.

Entscheidungen der Clearingstelle könnten eher dann gerichtlich überprüft werden, wenn sie in einem konkreten Fall für die Versagung eines Vergütungsanspruchs nach dem EEG für die Anlagenbetreiber sprechen. In diesem Fall haben die Anlagenbetreiber bei Zweifeln an der Rechtsauffassung der Clearingstelle erhebliches Interesse an einer Überprüfung.

Die Gefahr, dass Entscheidungen der Clearingstelle faktisch nicht gerichtlich überprüft werden, besteht daher vor allem in dem erstgenannten Fall. Damit verknüpft ist die Gefahr, dass bei einer unterlassenen Nachprüfung der Entscheidungen insgesamt höhere Vergütungszahlungen in den Ausgleichsmechanismus eingestellt werden und so letztlich zu einer Belastung der Letztverbraucher führen könnten.

Für diese Fälle könnte sich eine stärkere Beteiligung von Verbraucherschutzverbänden an den Verfahren der Clearingstelle als eine sinnvolle Lösung erweisen. Weiter ließen sich Ergänzungen zu § 58 EEG erwägen,

welche eine Klage oder einen sonstigen Rechtsbehelf gegen Entscheidungen der Clearingstelle vorsehen könnten.

8.5.7.4 Mögliche Überlegungen für eine stärkere Rolle der Entscheidungen der Clearingstelle EEG

Der rechtlichen Relevanz der Entscheidungen der Clearingstelle EEG werden gegenwärtig auch Grenzen gesetzt. Diese ergeben sich zum Einen daraus, dass vertragliche Regelungen, etwa Vergleiche, mit welchen die Entscheidungen der Clearingstelle durch die Parteien umgesetzt werden könnten, durch § 4 Abs. 2 EEG strikt begrenzt werden. Zum Zweiten können Entscheidungen der Clearingstelle nicht unmittelbar nachträglich in den Belastungsausgleich eingestellt werden.

8.5.7.4.1 Erweiterung des § 4 Abs. 2 EEG

§ 4 Abs. 2 EEG untersagt, von den Bestimmungen des EEG zu Lasten der Anlagenbetreiber oder Netzbetreiber abzuweichen. Da Entscheidungen der Clearingstelle nicht rechtsverbindlich sind, kann eine Verbindlichkeit letztlich nur dadurch hergestellt werden, dass sich die Parteien darauf einigen, die Entscheidungen der Clearingstelle zu übernehmen. Die Regelung des § 4 Abs. 2 EEG könnte die Parteien an einem solchen Vorgehen aber hindern, weil bei einer von den Gerichten später womöglich für rechtsfehlerhaft erachteten Auslegung der Clearingstelle diese Einigung zu Lasten des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers von den Bestimmungen des EEG abweichen könnte.

Mit einer Modifizierung des § 4 Abs. 2 EEG könnte insoweit möglich werden, dass Netzbetreiber und Anlagenbetreiber insbesondere auch die in Empfehlungsverfahren getroffenen Entscheidungen der Clearingstelle als zwischen sich verbindlich festlegen, um damit Rechtssicherheit zu erlangen. Auch das Verhältnis des § 4 Abs. 2 EEG zu Einigungen im Einigungsverfahren ist noch ungeklärt.

Allerdings besteht bei einer Aufweichung des § 4 Abs. 2 EEG die Gefahr, dass mithilfe der Clearingstelle Branchenlösungen entwickelt werden könnten, welche letztlich zu verstärkten Absprachen der Marktteilnehmer über die EEG-Vergütung führen könnten. Dies könnte letztlich zu einer erhöhten EEG-Umlage und damit zu einer Belastung der Letztverbraucher führen. Durch die verstärkte Möglichkeit zur rechtsverbindlichen Einigung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber auf die Auslegung einer bestimmten Rechtsfrage des EEG könnten Vergütungsansprüche womöglich eher großzügig gewährt werden, wenn sich dafür eine Entscheidung der Clearingstelle heranziehen lassen könnte. Insoweit wird auf die Ausführungen oben 8.5.7.3. verwiesen.

Zur Vermeidung dieser Gefahr könnte überlegt werden, den § 4 Abs. 2 EEG bei Fragen, welche die EEG-Vergütung betreffen, im Wesentlichen beizubehalten, und abweichende Vereinbarungen nur in anderen Bereichen wie etwa zu Fragen des Netzanschlusses zu erlauben. Eine Modifi-

zierung des § 4 Abs. 2 EEG sollte außerdem nur dann erfolgen, wenn geeignete institutionelle Vorkehrungen effektiv die Unabhängigkeit der Clearingstelle auch vor den Interessen der Branchenvertreter sicherstellen. Ob und inwieweit generell eine Erweiterung des § 4 Abs. 2 EEG efolgen sollte, wird soglecih im Einzelnen untersucht.

8.5.7.4.2 Denkbare Erweiterung des § 38 EEG bei konkreten Streitfällen

Durch den § 38 EEG können Änderungen der im Belastungsausgleich abzurechnenden Strommenge oder Vergütungszahlungen infolge von rechtskräftigen Gerichtsentscheidungen im Hauptsacheverfahren oder anderen vollstreckbaren Titeln bei der jeweils nächsten Abrechnung berücksichtigt werden. Die Bedeutung von Entscheidungen der Clearingstelle könnte auch dadurch rechtlich verstärkt werden, dass sie in § 38 EEG aufgenommen werden. Auf diese Weise könnten auch Entscheidungen der Clearingstelle nachträglich im EEG-Ausgleichsmechanismus berücksichtigt werden. Allerdings sprechen Argumente der Rechtssicherheit und -einfachheit dafür, eine solche Einbeziehung allenfalls bei konkreten Streitverfahren vorzunehmen, nicht aber bei Empfehlungen und Hinweisen der Clearingstelle über abstrakte Anwendungsfragen. Andernfalls könnten nachträgliche Abrechnungen in einer unbestimmten Vielzahl von Fällen notwendig werden, was zu erheblicher Rechtsunsicherheit führen und den Ausgleichsmechanismus erheblich belasten könnte. Auch ist ein praktisches Bedürfnis für die Aufnahme von Entscheidungen der Clearingstelle in § 38 EEG nicht zwingend ersichtlich. Wenn ein Bedürfnis der Parteien besteht, das Ergebnis eines konkreten Streitverfahrens nachträglich in den Belastungsausgleich einzustellen, kann die Entscheidung der Clearingstelle auf einfachem Weg über einen Anwalts- oder Notarvergleich, der nach § 38 EEG ausreichend ist, in den Ausgleichsmechanismus eingestellt werden.

8.5.8 Exkurs: Modifikation des § 4 Abs. 2 EEG

Es wurde bereits darauf eingegangen, dass § 4 Abs. 2 EEG dahingehend erweitert werden könnte, dass vertragliche Vereinbarungen zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern, die dem Ergebnis eines Verfahrens der Clearingstelle entsprechen, wirksam sein sollen, auch wenn sie von den Bestimmungen des EEG abweichen. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob gegebenenfalls noch weitere Ausnahmen § 4 Abs. 2 EEG geregelt werden sollten.

8.5.8.1 Aktuelle Rechtslage

Nach § 4 Abs. 2 EEG in der gegenwärtigen Fassung sind grundsätzlich vertragliche Vereinbarungen, die zu Lasten des Anlagenbetreibers oder

des Netzbetreibers vom EEG abweichen, unwirksam und damit nichtig.[665] Nach dem nicht völlig zweifelsfreien Wortlaut von § 4 Abs. 2 EEG könnte man zwar auf den Gedanken kommen, dass die Vorschrift nur dann greift, wenn Abweichungen zu Lasten von Anlagenbetreiber *und* Netzbetreiber vorliegen. Jedenfalls in der Kommentarliteratur ist es jedoch anerkannt, dass § 4 Abs. 2 EEG dahingehend auszulegen ist, dass nachteilige Abweichungen zu Lasten des Anlagenbetreibers *oder* des Netzbetreibers unzulässig sein sollen.[666] Eine diesbezügliche Klarstellung erscheint daher wohl nicht prioritär.

Durch die umfassende Geltung des § 4 Abs. 2 EEG sind nach gegenwärtiger Rechtslage alle Vereinbarungen, die zum Nachteil einer Partei vom EEG abweichen, unwirksam.[667] Dadurch werden auch Vereinbarungen zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern, die auf Grundlage einer Entscheidung der Clearingstelle EEG getroffen werden, unwirksam, wenn damit von den Bestimmungen des EEG abgewichen wird. Dies schränkt den Verhandlungsspielraum der Parteien nicht unerheblich ein, da möglicherweise vom EEG abweichende Vereinbarungen nicht durchsetzbar sein könnten.

Eine ähnliche Problematik stellt sich im Hinblick auf gerichtliche Vergleiche. Auch ein von den Vorschriften des EEG abweichender Vergleich, der vor einem Gericht geschlossen wurde, ist bei einem Verstoß gegen die Vorschriften des EEG gem. § 4 Abs. 2 EEG i. V. m. § 134 BGB materiell-rechtlich unwirksam. Die materiell-rechtliche Unwirksamkeit wirkt sich auch prozessual aus, indem die Rechtshängigkeit durch einen materiell-rechtlich unwirksamen Vergleich nicht beseitigt worden ist[668] und das Verfahren auf Antrag einer Partei vor dem ursprünglichen Spruchkörper fortgesetzt werden kann.[669]

Um im Einzelfall sinnvolle Verhandlungslösungen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreibern nicht unnötig zu erschweren oder zu verhindern, erscheint es grundsätzlich sinnvoll, Ausnahmeregelungen in

---

665 Zur Rechtsfolge des § 4 Abs. 2 EEG siehe Salje, EEG, 5. Auflage 2009, § 4 Rn. 49; *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, 3. Auflage 2009, § 4 Rn. 21; *Lehnert*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Auflage (im Erscheinen), § 4 Rn. 42.

666 *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, 3. Auflage 2009, § 4 Rn. 18; *Lehnert*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Auflage (im Erscheinen), § 4 Rn. 27.

667 Abweichungen zu Gunsten eines Anlagenbetreibers oder Netzbetreiber sind zwar theoretisch zulässig, dürften aber in einem synallagmatischen Vertragsverhältnis in der Regel zu einer Benachteiligung der jeweils anderen Partei führen und wären daher aus diesem Grund unwirksam.

668 Zur prozessualen Wirkung eines nach §§ 134, 138 BGB nichtigen Vergleichs siehe BGHZ 51, 141.

669 Sollte ein Streit zwischen den Parteien darüber entstehen, ob der Rechtsstreit wirksam durch den Vergleich beendet wurde, entscheidet der Richter hierüber als vorgeschaltete Frage. Sollte das Gericht den Vergleich für unwirksam halten, kann es hierüber durch Zwischenurteil nach § 303 ZPO entscheiden und sodann erneut in der Sache entscheiden (*Hüßtege* in: Thomas/Putzo, ZPO, § 794 Rn. 39). Wird die Wirksamkeit des Vergleichs dagegen bejaht, erfolgt ein Prozessurteil mit feststellendem Tenor, dass der Rechtsstreit durch Vergleich beendet wurde.

§ 4 Abs. 2 EEG aufzunehmen. Fraglich ist jedoch, ob neben Entscheidungen der Clearingstelle EEG weitere Ausnahmen aufzunehmen sind (dazu unter 8.5.8.2), ob die Ausnahmeregelung für alle Vorschriften des EEG gelten soll (dazu unter 8.5.8.3) und welche Auswirkungen dies ggf. auf andere Vorschriften des EEG haben könnte (dazu unter 8.5.8.4).

8.5.8.2 Mögliche Form der Abweichung

8.5.8.2.1 Entscheidungen der Clearingstelle

Nach dem der vorliegenden Fragestellung zugrunde liegenden Formulierungsvorschlag sollen nur solche vertragliche Vereinbarungen vom Anwendungsbereich des § 4 Abs. 2 EEG ausgenommen sein, die auf Grundlage einer Entscheidung der Clearingstelle EEG geschlossen wurden. Eine solche Regelung erscheint grundsätzlich sinnvoll, da damit die Risiken von Anlagenbetreibern und Netzbetreibern bei der Befolgung von Entscheidungen der Clearingstelle reduziert werden. Dies kann die Akzeptanz der Clearingstelle und ihrer Verfahren erhöhen und damit die Streitbeilegung im Rahmen des EEG befördern.

Aus unserer Sicht sollte aber nicht jede Form des Vergleichs, die eine Entscheidung der Clearingstelle widerspiegelt, in Abweichung von § 4 Abs. 2 zulässig EEG sein, sondern nur Vergleiche auf Grundlage von **individuell** verhandelten Fällen in Votumsverfahren und Empfehlungsverfahren. Wenn hingegen auch Vergleiche über Regelungen zulässig wären, die in Hinweis- oder Empfehlungsverfahren enthalten wären, hätte dies zur Folge, dass sich Entscheidungen der Clearingstelle, die vom EEG abweichen, ohne weitere gerichtliche Kontrolle in der Branche durchsetzen könnten. Auch bei einer späteren gegenteiligen gerichtlichen Entscheidung wären die entsprechenden vertraglichen Vereinbarungen alle wirksam. Dies würde die rechtstaatliche Kontrolle des EEG unseres Erachtens zu stark einschränken.

8.5.8.2.2 Gerichtliche Vergleiche

Für gerichtliche Vergleiche zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern erscheint unseres Erachtens mindestens ein ebenso großes Bedürfnis dafür zu bestehen, das Finden von Kompromisslösungen zu fördern und die Gefahr der Nichtigkeit durch vom EEG ggf. abweichende Regelungen auszuschließen. Deshalb sollten gerichtliche Vergleiche in jedem Fall auch von einer möglichen Ausnahmeregelung umfasst sein.

8.5.8.2.3 Weitere vollstreckbare Titel

Sinnvolle Kompromiss- oder Verhandlungslösungen können schließlich nicht nur vor der Clearingstelle EEG oder einem Gericht gefunden werden, sondern sind auch aufgrund bilateraler Verhandlungen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber denkbar. Vor dem Hintergrund einer starken Überlastung von Gerichten und der Clearingstelle EEG erscheint es daher

zweckmäßig, auch für bestimmte andere vertragliche Vereinbarungen bzw. Vergleiche Abweichungen vom EEG im Einzelfall zuzulassen. Hierfür spricht auch, dass gemeinsame Kompromisslösungen nicht unbedingt über ein streitiges Verfahren vor einem Gericht oder vor der Clearingstelle gefunden werden müssen. Gleichzeitig sollte allerdings nicht jede Art von vertraglicher Vereinbarung zulässig sein, damit der Gesetzeszweck von § 4 Abs. 2 EEG nach wie vor erreicht werden kann, insbesondere Anlagenbetreiber vor für sie nachteiligen Regelungen zu schützen. Aus diesem Grunde sollten bestimmte formale Voraussetzungen für eine entsprechende vertragliche Vereinbarungen bestehen, über die eine Warn- oder Schutzfunktion erfolgen kann.

Vor dem Hintergrund eines Gleichlaufs des § 4 Abs. 2 EEG mit § 38 EEG erscheint es daher sinnvoll, vom EEG abweichende Regelungen zuzulassen, die in anderen vollstreckbaren Titeln enthalten sind.[670] Vertragliche Vereinbarungen, die in einem vollstreckbaren Titel enthalten sind, sind gemäß § 794 ZPO zum Einen gerichtliche Vergleiche (§ 794 Nr. 1 ZPO). Zum Anderen fallen darunter auch Notarvergleiche (§ 794 Nr. 5 ZPO) und Anwaltsvergleiche (§ 794 Nr. 4b ZPO). Über den Abschluss vertraglicher Vereinbarungen im Rahmen solcher vollstreckbarer Titel erscheint eine ausreichende „Warnfunktion“ zu bestehen, um unbillige oder einseitig bevorteilende Regelungen auszuschließen. Denn beide Parteien werden durch rechtskundige Personen vertreten und können damit vor benachteiligenden Regelungen geschützt werden. Ein Zwang zur Akzeptanz von Abweichungen besteht jedoch nicht, da Anlagenbetreiber den Abschluss derartiger Regelungen ablehnen können (siehe § 4 Abs. 1 EEG). Anlagenbetreiber sind zudem auch weiterhin vor benachteiligenden Regelungen etwa in Netzanschluss- oder Einspeiseverträgen geschützt, da vom EEG abweichende Verträge, die außerhalb eines vollstreckbaren Titels geschlossen wurden, weiterhin unwirksam sind.[671]

8.5.8.3 Möglicher Inhalt der Abweichung

Fraglich ist weiterhin, ob abweichende Regelungen im Hinblick auf alle Regelungen des EEG zulässig sein sollen oder ob bestimmte Normen auszunehmen sind.

---

[670] Die in § 38 ZPO ebenfalls enthaltene Ausnahme für „rechtskräftige Gerichtsentscheidungen im Hauptsacheverfahren“ ist hingegen hier nicht relevant, da in einer Gerichtsentscheidung keine vom EEG abweichenden Entscheidungen getroffen werden.

[671] Um die „Warnfunktion“ ausreichend zur Geltung kommen zu lassen, müssten Vollstreckungsbescheide, die gemäß § 794 Abs. 1 Nr. 4 als vollstreckbare Titel gelten, ausgeschlossen werden. Vollstreckungsbescheide können aufgrund eines Mahnverfahrens erlassen werden, ohne dass ein Richter, Notar oder Anwalt in irgendeiner Weise mit der Sache befasst war. Allerdings dürfte ein Vollstreckungsbescheid auch keine vertragliche Vereinbarung enthalten können. Insofern ist eine Sonderregelung über Vollstreckungsbescheide nicht erforderlich.

8.5.8.3.1 Vergütungsansprüche

Im Hinblick auf die Vereinbarung **höherer Vergütungen** könnte die Gefahr eines Zusammenwirkens zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zur Vereinbarung einer höheren EEG-Vergütung bestehen. Dies würde jedoch voraussetzen, dass Netzbetreiber die Belastungen aus entsprechenden Vergleichen in den EEG-Ausgleichsmechanismus einstellen können und damit nicht selbst durch über die EEG-Vergütungen hinausgehende Vergütungen belastet würden. Nur dann wären Netzbetreiber überhaupt bereit, höhere Vergütungen auszuzahlen.

Nach § 35 Abs. 1 EEG ist der Übertragungsnetzbetreiber allerdings nur zur Vergütung „entsprechend den §§ 18 bis 33“ verpflichtet. Dies bedeutet, dass Vergütungsansprüche, die über die Vergütungssätze des EEG hinausgehen, vom Netzbetreiber nicht an den Übertragungsnetzbetreiber weiter gegeben werden können. Damit könnte der Netzbetreiber eine über die EEG-Vergütung hinausgehende Vergütung, die er aufgrund eines Vergleichs an den Anlagenbetreiber ausgezahlt hat, nicht an den Übertragungsnetzbetreiber weiterreichen.

Vertragliche Vereinbarungen, in denen höhere als die EEG-Vergütungssätze vereinbart werden, sind damit nicht praktikabel und dürften von Netzbetreibern wohl nicht abgeschlossen werden, solange § 35 EEG keine Weiterwälzung der daraus resultierenden Kosten zulässt. Zwar könnte man neben einer Anpassung des § 4 Abs. 2 EEG auch noch eine Anpassung des § 35 Abs. 1 EEG vornehmen, um eine Weiterwälzung von in Vergleichen niedergelegten Vergütungen zu ermöglichen. Dies ist jedoch aus unserer Sicht nicht empfehlenswert und auch nicht erforderlich. Vor dem Hintergrund, dass höhere EEG-Vergütungen zu einer Belastung der EEG-Kosten und damit einer Erhöhung der EEG-Umlage führen können, sollten hierfür auch keine gesetzgeberischen Anreize gesetzt werden.

Im Hinblick auf die Vereinbarung niedrigerer Vergütungssätze wäre eine Belastung für die EEG-Umlage zwar nicht zu befürchten. Ein bewusstes Abweichen nach unten wäre aber unseres Erachtens auch nicht zwingend erforderlich, um sinnvolle vertragliche Lösungen zu entwickeln. Dabei ist zu beachten, dass die Garantie von Mindestvergütungssätzen zu den absolut zentralen Inhalten des EEG gehört und für eine Unterschreitung der Vergütungssätze keinerlei Anreize gesetzt werden sollten, um den Anlagenbetreiber diesbezüglich zu schützen.

Im Ergebnis sollten nach unserer Auffassung demgemäß die Vergütungsvorschriften weiterhin abweichungsfest auch für Regelungen durch Vergleiche oder sonstige vertragliche Vereinbarungen bleiben. Vergleiche über Vergütungsfragen können gleichwohl sinnvoll und notwendig sein, auch wenn keine Abweichung von den Vorschriften des EEG erfolgt. Vergleiche können nämlich aus Gründen der **tatsächlichen Ungewissheit** über bestimmte **Tatbestandsmerkmale** geschlossen werden.

8.5.8.3.2 §§ 5 bis 15 EEG

Im Hinblick auf die in den §§ 5 bis 15 EEG geregelten Inhalte könnte es aus unserer Sicht jedoch grundsätzlich bedenkenswert erscheinen, abweichende vertragliche Vereinbarungen im Grundsatz zuzulassen, sofern die Vergleiche im Rahmen der genannten Verfahren abgeschlossen werden.

8.5.8.3.2.1 Netzanschluss, Abnahme, Netzausbau

Abweichende Regelungen erscheinen zunächst im Hinblick auf den Netzanschluss, Abnahmepflicht und Netzausbau sowie die jeweiligen Kostenfolgen (§§ 5, 8, 9, 10, 13 – 15 EEG) denkbar. Nach der gegenwärtigen Rechtslage ist fraglich, ob Vereinbarungen, die eine überobligatorische Übernahme von Kosten vorsehen, rechtlich zulässig sind oder wegen Verstoßes gegen § 4 Abs. 2 EEG unwirksam sein könnten.[672] Eine Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber, in der sich der Netzbetreiber zu einem überobligatorischen, d. h. über das EEG hinausgehenden, Netzausbau verpflichtet, kann jedoch durchaus sinnvoll und effizient sein, wenn ein Netzbetreiber etwa sein Netz zum Anschluss einer EEG-Anlage über den Bedarf der konkreten Anlage hinaus ausbaut, wenn ein solcher Ausbau unter dem Gesichtspunkt der Netzplanung und auch zum Anschluss weiterer EEG-Anlagen sinnvoll sein könnte. Aus Sicht eines Anlagenbetreibers kann die Übernahme zusätzlicher Anschlusskosten sinnvoll sein, falls er den Anschluss zusätzlicher Anlagen in Zukunft plant.

Zwar kann auch im Rahmen des Netzausbaus – wie bei der Vereinbarung einer höheren EEG-Vergütung – ein gewisses Missbrauchspotenzial für Netzbetreiber bestehen, sofern Netzbetreiber entsprechende nach dem EEG nicht geschuldete Kosten ohne weiteres in die Netzentgelte einstellen können. Dies kann aber dadurch vermieden werden, dass im Rahmen der Netzentgeltregulierung entsprechende Kosten nicht anerkannt werden, falls der Netzausbau ineffizient ist. Dies kann durch eine entsprechende Anwendung des § 15 Abs. 2 EEG vermieden werden.

8.5.8.3.2.2 Weitere Regelungen

Fraglich ist, ob auch von den anderen Regelungen der §§ 5 bis 15 EEG abgewichen werden sollte.

Gegen eine Aufnahme von § 6 EEG könnte zum Einen sprechen, dass die Vorschrift unmittelbare Auswirkung auf die Vergütung hat und damit eine ansonsten unzulässige Vereinbarung über die Vergütung geschlossen würde. Andererseits würde es sich letztlich nicht um eine Abrede über die

[672] § 5 Abs. 2 und 3 EEG lassen zwar die einseitige Wahl bzw. Zuweisung anderer Verknüpfungspunkte zu. Ob damit auch entsprechende vertragliche Vereinbarungen zulässig sind, ist unseres Erachtens offen. Vor allem aber ist fraglich, inwieweit abweichende Vereinbarungen über die Kosten zulässig sind. Die Bedeutung von vertraglichen Vereinbarungen würde außerdem an Bedeutung zunehmen, falls die aus unserer Sicht systematisch problematischen Regelungen in den §§ 5 Abs. 2 und 3 EEG in dieser Form nicht weiter fortbestehen.

Vergütung handeln, sondern lediglich über eine einzelne Vergütungsvoraussetzung. Zum Anderen ist fraglich, ob § 6 EEG als die wichtige Voraussetzung für das Einspeisemanagement zur Disposition gestellt werden sollte. Dafür spricht jedoch, dass in Einzelfällen, in denen eine Abregelungseinrichtung aufgrund nicht bestehender Netzrestriktionen nicht erforderlich ist, eine Abweichung durchaus angemessen erscheint.

Bei § 7 EEG könnte insbesondere im Hinblick auf § 7 Abs. 2 EEG problematisch sein, dass damit Netzbetreiber den Anlagenbetreibern unangemessene Forderungen beim Netzanschluss stellen können und damit den Anschluss der Anlage verhindern können.

Gegen eine Aufnahme der Regelungen zum Einspeisemanagement in den §§ 11, 12 EEG könnte sprechen, dass damit Anlagenbetreiber unter Druck gesetzt werden könnten, Vereinbarungen über eine übermäßige Abregelung abzuschließen. Andererseits ist zu bedenken, dass Regelungen zur Abweichung vom Einspeisevorrang bereits nach gegenwärtigem Recht aufgrund der Vorschrift in § 8 Abs. 3 EEG grundsätzlich zulässig sind. Auch damit sind wohl bereits jetzt Vereinbarungen zulässig, die die Rechte der Netzbetreiber über das Einspeisemanagement hinaus erweitern können.

Insgesamt ist zu berücksichtigen, dass über die Beschränkung auf bestimmte vertragliche Vereinbarungen, nämlich solche aus gerichtlichen Vergleichen, Entscheidungen der Clearingstelle EEG oder sonstigen vollstreckbaren Titeln, eine hinreichende Absicherung gegen unbillige Vereinbarungen zu Lasten der Anlagenbetreiber bestehen dürfte. Es ist außerdem zu bedenken, dass Anlagenbetreiber aufgrund der Regelung in § 4 Abs. 1 EEG grundsätzlich überhaupt nicht zum Abschluss von Verträgen verpflichtet sind und von daher Anlagenbetreiber einem möglichen Druck zum Abschluss von entsprechenden Vergleichen ausweichen können.

Im Ergebnis ist es damit aus unserer Sicht vertretbar, auch die Anweichungen von den Normen in den §§ 6, 7, 11 und 12 EEG unter den genannten formalen Beschränkungen für solche Vereinbarungen zuzulassen.

8.5.8.4 Auswirkungen auf andere Vorschriften und Folgeänderungen

Sollte die vorgeschlagene Ergänzung des § 4 Abs. 2 EEG in das Gesetz aufgenommen werden, wären bestimmte Folgeänderungen vorzunehmen:

Zunächst wäre das Verhältnis zu § 8 Abs. 3 EEG zu klären. Bei Bestehenbleiben der Regelung wären außerhalb der engen Grenzen des § 4 Abs. 2 EEG zusätzlich noch vertragliche Regelungen zur Abweichung vom Einspeisevorrang zulässig, unabhängig davon, in welcher Form sie geschlossen werden. Für eine Beibehaltung der Vorschrift könnte sprechen, dass dadurch auf flexible und individuelle Weise zweckmäßige Lösungen zur Netzintegration von Anlagen gefunden werden können. Gegen die

Beibehaltung der Regelung spricht jedoch, dass dadurch der Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien ausgehöhlt werden kann, ohne dass eine Warnfunktion wie bei den genannten Formen einer vertraglichen Einigung existiert. Aus unserer Sicht erscheint eine Beibehaltung des § 8 Abs. 3 EEG in der gegenwärtigen Form dann nicht erforderlich, wenn von § 8 EEG abweichende Vereinbarungen nach § 4 Abs. 2 EEG zulässig wären, auch wenn hierfür engere Bedingungen gelten. Grundsätzlich erscheint die Gefahr von Vereinbarungen, die zu Lasten der Anlagenbetreiber vom Einspeisvorrang abweichen, größer als der mögliche Nutzen für die Netzintegration der Erneuerbaren Energien aufgrund derartiger vertraglicher Vereinbarungen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass im Rahmen der Direktvermarktung von EEG-Strom gemäß § 17 EEG Vereinbarungen über eine zeitliche Steuerung der Einspeisung zulässig sind. Sollte § 8 Abs. 3 EEG gestrichen werden, sollte ergänzend klargestellt werden, dass bestehende Vereinbarungen, die unter Geltung von § 8 Abs. 3 EEG geschlossen wurden, weiter wirksam bleiben.

§ 15 Abs. 1 EEG wäre dahingehend zu korrigieren, dass auf Vereinbarungen nach § 4 Abs. 2 EEG verwiesen werden müsste. Ansonsten sollte § 15 EEG unverändert bleiben. Insbesondere sollte die Regelung bestehen bleiben, dass die Kosten der Prüfung auf Effizienz durch die Regulierungsbehörde nach Maßgabe des EnWG unterliegen. Dadurch wird gewährleistet, dass Netzbetreiber mit Anlagenbetreibern keine Maßnahmen des Netzausbaus vereinbaren, die eine ungerechtfertigte Erhöhung der Netzentgelte nach sich ziehen.[673]

Sofern § 6 EEG ebenfalls als vertraglich abdingbar angesehen würde, müsste in § 16 Abs. 6 EEG klargestellt werden, dass eine Vergütungszahlung auch bei Nichteinhaltung der Voraussetzungen des § 6 EEG beansprucht werden kann, wenn dies in einer Vereinbarung nach § 4 Abs. 2 geregelt ist. Hierfür könnte in § 16 Abs. 6 EEG nach dem Wort „*Paragraph 6*“ ein Einschub „*unbeschadet des § 4 Absatz 2*“ erfolgen.

8.5.8.5 Regelungsvorschlag

Im Ergebnis wird daher folgende Änderung des § 4 Abs. 2 EEG vorgeschlagen:

„Von den Bestimmungen dieses Gesetzes darf nicht zu Lasten der Anlagenbetreiberin, des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers abgewichen werden. Vertragliche Vereinbarungen zwischen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern einerseits und Netzbetreibern andererseits, die in einem vollstreckbaren Titel enthalten sind oder die dem Ergebnis eines Verfahrens oder einer Stellungnahme

[673] Sofern § 5 Abs. 3 EEG in der gegenwärtigen Form beibehalten wird, müsste konsequenterweise wohl auch diese Vorschrift in § 15 aufgenommen werden. Denn der Netzbetreiber kann auch über § 5 Abs. 3 EEG zusätzliche Kosten verursachen, die über seine eigentliche Pflicht nach § 5 Abs. 1 EEG hinausgehen.

der Clearingstelle nach 57 Absatz 2 oder 3 entsprechen, bleiben hiervon unberührt, sofern von den §§ 5 bis 15 abgewichen wird.“

Anmerkung*:* In § 57 Abs. 2 und 3 EEG wäre zu regeln, dass nur Entscheidungen aufgrund individueller Streitfälle in Votums- oder Einigungsverfahren erfasst sind.

8.6 Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie – BSH (BBH)

8.6.1 Zuständigkeit des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) spielt eine zentrale Rolle für die Verwirklichung von Offshore-Windparks. Für die Installation einer Offshore-Windkraftanlage ist ein Genehmigungsverfahren durchzuführen. Dieses Genehmigungsverfahren wird nach Maßgabe der §§ 1 Abs. 1 und 2 sowie § 2 Abs. 1 SeeAnlV[674] vom dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie für solche Offshore-Anlagen durchgeführt, die innerhalb der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) errichtet werden. Da der ganz überwiegende Anteil der in Deutschland geplanten Offshore-Anlagen in der AWZ liegt, spielen die Genehmigungen des BSH eine zentrale Rolle für die deutschen Offshore-Anlagen.[675]

Für Offshore-Anlagen, die innerhalb des Küstenmeers in der sog. 12-Meilen-Zone auf dem Hoheitsgebiet der Bundesrepublik errichtet werden sollen, ist hingegen die nach Landesrecht zuständige Genehmigungsbehörde zuständig. Das Gebiet innerhalb der 12-Seemeilen-Zone gilt als Landesgebiet des Bundeslandes, an dessen Küstenverlauf es liegt. Als Anrainerländer von Nord- und Ostsee sind damit die Genehmigungsbehörden in den Ländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern betroffen. Die Zulässigkeit von Windenergieanlagen im Küstenmeer richtet sich dabei nach denselben innerstaatlichen Grundsätzen wie die der Anlagen im Außenbereich; es gilt also das Zulassungsregime der §§ 4 ff. BImSchG.[676] Zusätzlich sind das Bundes- und Landeswasserrecht anwendbar. Die erforderliche wasserrechtliche Genehmigung

---

674 Seeanlagenverordnung vom 23. Januar 1997 (BGBl. I S. 57), zuletzt geändert durch Artikel 26 des Gesetzes vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542).

675 Die Anzahl und der Umfang der Projekte in der deutschen AWZ sind unter der Internetseite www.offhore-wind.de nebst einer entsprechenden Kartographie der betroffenen Seegebiete abzurufen.

676 Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BimSchG) i.d.F. der Bek. v. 26.9.2002, BGBl. I S. 3830, zuletzt geändert durch Gesetz v. 11.8.2009, BGBl. I S. 2723.

für Offshore-Windparks wird jedoch von der Konzentrationswirkung des § 13 BImSchG umfasst.[677]

8.6.2 Genehmigungsverfahren

Die im Zusammenhang mit dem Genehmigungsverfahren maßgeblichen Rechtsvorschriften ergeben sich auf internationaler Ebene aus dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen.[678] Auf nationaler Ebene bilden das Seeaufgabengesetz[679] und die damit im Zusammenhang stehenden Seeanlagenordnung (SeeAnlV) das maßgebliche Regelungswerk. Die Genehmigungsbedürftigkeit einer Windkraftanlage ergibt sich dabei unmittelbar aus § 1 Abs. 2 Nr. 1 SeeAnlV. Der dazu korrespondierende Anspruch auf eine Genehmigung für die Installation einer Offshore-Windkraftanlage ergibt sich sowohl aus § 2 als auch aus § 3a SeeAnlV. Diese Reglungen vermitteln dem potenziellen Anlagenbetreiber einen Genehmigungsanspruch, der nur in Einzelfällen versagt werden darf. Unter Berücksichtigung des Normgefüges und insbesondere der Vorgaben des § 3 der SeeAnlV ist die Genehmigung zu erteilen, wenn durch die Offshore-Windkraftanlage:

- die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigt wird und
- die Meeresumwelt nicht gefährdet wird und
- die Erfordernisse der Raumordnung oder sonstige überwiegende öffentliche Belange nicht entgegenstehen (Rohstoffsicherung, Fischerei, Landesverteidigung).[680.]

Die Vorgaben dienen demnach dazu, mögliche Nutzungskonflikte bereits im Genehmigungsverfahren zu untersuchen und die Gewichtung dieser Interessen in einem angemessenen Maß zu berücksichtigen.

Ein Genehmigungsverfahren von Offshore-Windkraftanlagen durchläuft mehrere Phasen und beginnt mit der Einreichung des Genehmigungsantrages durch den potenziellen Anlagenbetreiber.[681] Unmittelbar nach vollständiger Einreichung des Antrages werden die vom Anlagenbau betroffenen Träger öffentlicher Belange *(z. B. Wasser- und Schifffahrtsdirektionen, Landesbergamt, Umweltbundesamt, Bundesamt für Naturschutz)* über das beantragte Vorhaben informiert und um Stellungnahme gebeten. Danach

---

677 Zum Genehmigungsverfahren von Offshore-Anlagen siehe ausführlich Prall in: Altrock/ Oschmann/ Theobald, EEG, 3. Auflage (im Erscheinen), § 31 Rn. 22.

678 Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982, BGBl. II Seite 1798.

679 Seeaufgabengesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juli 2002 (BGBl. I S. 2876), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 2. Juni 2008 (BGBl. 2008 II S. 520) geändert worden ist.

680 Die maßgeblichen Beurteilungsräume der einzelnen Kriterien werden bei Prall, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG-Kommentar, 3. Auflage [im Erscheinen], § 31 Rn. 25 ff.

681 Einen Überblick zum Ablauf des Genehmigungsverfahrens findet sich bei *Prall*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG-Kommentar, 3. Auflage [im Erscheinen], § 31 Rn. 24 ff.

werden auch Interessenverbände *(z. B. Naturschutz-, Groß- und Kleinschifffahrt-, Fischerei- und Windenergieverbände)* in das Verfahren einbezogen. Parallel erfolgt eine Beteiligung der Öffentlichkeit durch Auslegung der Antragsunterlagen.

Liegen die Stellungnahmen der betroffenen Personen vor, kann der potenzielle Anlagenbetreiber sein Projekt erneut vorstellen. Im Rahmen dieser Vorstellung werden auch etwaige entgegenstehende Belange und konkurrierende Nutzungen diskutiert sowie ein Untersuchungsrahmen zur Ermittlung von möglichen Auswirkungen auf die marine Umwelt festgelegt. Auf Grundlage der ökologischen Untersuchungen erstellt der Antragsteller eine Umweltverträglichkeitsstudie. Weiterhin werden mögliche Kollisionshäufigkeiten von Schiffen mit dem installierten Windpark im Rahmen einer Risikoanalyse ermittelt. Nachdem der Antragsteller die erarbeitete Umweltverträglichkeitsstudie dem BSH zugeleitet hat, wird diese dann zur Vorbereitung eines abschließenden Erörterungstermins an die Träger öffentlicher Belange und Verbände mit Gelegenheit zur Stellungnahme versandt. Im Anschluss an diesen Termin prüft das BSH, ob die Voraussetzungen für die Erteilung einer Genehmigung vorliegen. Dabei orientiert sich das BSH im Wesentlichen an den "*Leitsätzen für die Anwendung der Eingriffsregelung in der AWZ*". Gleichzeitig prüft die zuständige Wasser- und Schifffahrtsdirektion die Zustimmungsfähigkeit im Hinblick auf die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs.

8.6.3 Aufgabenwahrnehmung

Das BSH hat im Rahmen seiner bisherigen Tätigkeit eine Vielzahl von Genehmigungsverfahren betreut und eine entsprechende Anzahl von Genehmigungen erteilt.[682] Bisher hat das BSH insgesamt 24 Offshore- Projekte genehmigt. Davon entfallen 21 auf die Nordsee und lediglich 3 Projekte auf die Ostsee.[683] Derzeit befinden sich 55 Projekte im Genehmigungsverfahren, die bisher noch nicht abgeschlossen sind. Davon entfallen 47 auf die Nordsee und 8 auf die Ostsee.[684]

Insgesamt hat das BSH nach unserer Einschätzung eine positive und konstruktive Rolle für den Ausbau der Offshore-Windenergie gespielt. So hat das BSH den Genehmigungsprozess grundsätzlich proaktiv begleitet und bereits zahlreiche Genehmigungen erteilt. Das BSH hat nach unserer Erfahrung auch stets offen kommuniziert und transparent gehandelt. Eine wichtige Rolle für die Transparenz des Handelns stellen dabei die vom

---

682 Eine Übersicht zu den Genehmigungsverfahren und den Projekten kann der Internetpräsenz des BSH unter http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp entnommen werden.

683 Die Datengrundlage wurde der Internetpräsenz des BSH (Stand: 21. Oktober 2010) entnommen, die unter der Internetadresse http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp abgerufen werden kann.

684 Die Datengrundlage wurde unter Verwendung der Projektübersicht, welche unter der Internetadresse http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4761 abzurufen ist, erstellt.

BSH entwickelten „Standards“ dar, die eine wichtige Leitlinie für die Anwendung der Normen des Genehmigungsverfahrens darstellen.

Gleichzeitig hat sich gezeigt, dass das BSH mit dem ihm übertragenen Aufgaben im Bereich der Offshore-Windenergieanlagen teilweise sehr stark belastet war. Es ist davon auszugehen, dass diese Aufgabenbelastung bei dem weiter angestrebten zügigen Ausbau der Offshore-Windenergie nicht abnehmen wird. Um eine zügige Verfahrensweise bei der Genehmigungstätigkeit des BSH weiter gewährleisten zu können, erscheint es daher erforderlich zu prüfen, ob die bestehende Personalstruktur diesen Aufgaben auch in Zukunft gewachsen sein wird, oder ob es im Hinblick auf die umfangreichen Genehmigungsverfahren vielmehr erforderlich ist, eine Stärkung der Personalstruktur herbeizuführen, um den gegenwärtigen – nach unserer Kenntnis von vielen Marktteilnehmern als gut bezeichneten – Verfahrensablauf weiter aufrecht halten zu können.

8.7 Bewertung der Aufgabenzuordnung im EEG auf die einzelnen Stellen (BNetzA, BAFA, BLE, UBA, Clearingstelle EEG) (FUER, IZES)

Die Aufteilung der Überwachungs- und Ausführungstätigkeiten im EEG auf fünf Institutionen (BNetzA, BAFA, BLE, UBA und Clearingstelle EEG) wirft die Frage auf, ob diese Arbeitsteilung sinnvoll ist oder nicht eine geringere Anzahl an Stellen eine effizientere Umsetzung der Aufgaben leisten würde. Zunächst gilt es daher nach Überschneidungen von Funktionen zu suchen. Danach schließt sich die Frage an, ob die jeweiligen Organisationen für die jeweilige Aufgabe die einzig geeignete Stelle ist und aufgrund ihrer Kompetenzen über ein Alleinstellungsmerkmal verfügen oder ob nicht auch eine andere Institution die Aufgaben übernehmen könnte oder sogar sollte. Die Ausübung der jeweiligen Aufgaben kann Kenntnisse über das betroffene Spezialgebiet voraussetzen, so dass Bündelungen von Tätigkeiten nicht zwangsläufig mit Synergieeffekten verbunden sind, da an anderer Stelle Kapazitäten und Know-how aufgebaut werden müsste.

Im Folgenden soll nun für jeden Zuständigkeitsbereich beurteilt werden, ob eine andere Stelle die Aufgaben übernehmen könnte bzw. ob die derzeitige Zuteilung der Zuständigkeiten eine optimale Aufgabenerfüllung sicherstellt. Von den derzeit involvierten Stellen ist die Bundesnetzagentur die Behörde, die den größten Aufgabenbereich abdeckt (siehe 8.1). Bei Überlegungen zur Verlagerung von Aufgaben erscheint daher die Bundesnetzagentur für die Bündelung von Verantwortlichkeiten am besten geeignet.

8.7.1 Überwachung und PV-Register (BNetzA)

Bis zur Novelle 2006 wurde das EEG allein mit den Mitteln des Privatrechts durchgesetzt, wobei Rechte und Pflichten mit dem Instrument des

Kontrahierungszwangs ausgestaltet wurden[685]. Vor der Aufgabenübertragung durch das EEG 2006 lagen die Aufgaben der BNetzA in völlig anderen Bereichen der wirtschaftlichen Regulierung der Netze, der Entflechtung, des Netzzugangs und in der Überprüfung der Netzentgelte[686]. Vor diesem Hintergrund musste die BNetzA zunächst eine entsprechend umfassende und aussagekräftige Datenbank aufbauen, um gemäß ihrer neuen Aufgaben eingreifen zu können[687]. Zudem war auch bis zuletzt umstritten, welche Behörde (BNetzA oder UBA) die Überwachungsbefugnisse wahrnehmen sollte. Im Ergebnis konnte die Einigung auf die BNetzA erst am Kabinettstisch erzielt werden[688]. Insofern dürfte es sich hierbei um eine auch politische Entscheidung gehandelt haben.

Dennoch erscheint die Übertragung nicht unzweckmäßig. Für die Überwachung des Ausgleichsmechanismus ist von behördlicher Seite die Erhebung einer Vielzahl von Daten, wie etwa die Jahresendabrechnungen der Netz- und Übertragungsnetzbetreiber, notwendig, § 51 Abs. 1 EEG. Zur Überprüfung der EEG-Umlage sind zusätzlich Angaben über alle Einnahmen und Ausgaben im Zusammenhang mit der Vermarktung des EEG-Stroms von den Übertragungsnetzbetreibern zu erheben, § 7 Abs. 4 Nr. 2 AusglMechV. Da die Bundesnetzagentur durch das EnWG auch in anderem Zusammenhang mit der Überwachung von Netzbetreibern, wie z. B. die Genehmigung von Netzentgelten, betraut ist, ist die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Überwachung des EEG-Ausgleichsmechanismus eine konsistente Aufgabenzuordnung. Die Bundesnetzagentur ist bestens mit den Organisations- und Kostenstrukturen der netzgebundenen Energieversorgung und den dort tätigen Unternehmen vertraut. Die Übertragung der Aufgabe der Überwachung des Ausgleichsmechanismus auf eine andere Institution erscheint daher wenig sinnvoll. Da die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Kontrollfunktion ohnehin umfassende Daten zum bundesweiten Ausgleich bündelt, sind auch die Veröffentlichungspflichten sowie die Unterstützung des BMU bei der Erstellung des Erfahrungsberichts folgerichtig bei der Bundesnetzagentur angesiedelt. Gleiches gilt für die mit dem bundesweiten Ausgleich in Zusammenhang stehenden Vorgaben zur Stromvermarktung, die die Bundesnetzagentur nach den §§ 2 Abs. 2 Satz 3, 11 AusglMechV zu regeln hat.

Die aufgezeigte Sachnähe bei der Überwachung des bundesweiten Ausgleichs lässt sich jedoch nicht auch für das Führen des PV-Registers gemäß § 16 Abs. 2 Satz 2 EEG und die Festlegung und Veröffentlichung der Degressionshöhe für PV-Anlagen nach § 20 Abs. 2a EEG feststellen (siehe zu den Modifizierungvorschlägen der BNetzA 9.2.1.1). Diese Aufgabe steht in keinem näheren Zusammenhang zu den oben aufgeführten oder übrigen Aufgaben der BNetzA und könnte grundsätzlich auch von einer anderen Stelle durchgeführt werden. In Betracht käme hier vor allem das

685 *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 2.

686 EEG-Erfahrungsbericht 2007, Seite 51.

687 EEG-Erfahrungsbericht 2007, Seite 51.

688 *V. Oschmann/J. Thorbecke*, ZNER 2006, 304, 306.

UBA, das nach § 55 Abs. 4 EEG mit dem Herkunftsnachweisregister bereits ein Register führt. Zudem hätte das BMU dann nach § 63 Satz 1 EEG die nötige Fachaufsicht über diese Aufgabe (siehe auch 8.8). Allerdings handelt es sich dabei um zwei Register mit gänzlich unterschiedlichem Inhalt, so dass die Aufgabenkonzentration über die grundlegenden, mit der Erfassung und Aufbereitung der Informationen hinausgehenden Strukturen wenig Synergieeffekte erwarten lässt (siehe 8.9).

Die gesonderte Bewertung der EnWG Aufgaben findet sich unter 8.1.3.

8.7.2 Besondere Ausgleichsregelung (BAFA)

Im Gegensatz zum Ausgleichsmechanismus, bei dem es um die Wälzung der zusätzlichen Kosten durch das EEG auf Erzeuger- und Verteilerebene geht, bezieht sich die Besondere Ausgleichsregelung auf die Letztverbraucherebene. Die Begrenzung der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnunternehmen erfolgt auf Antrag durch das BAFA. Eine Überschneidung von Tätigkeiten mit der Bundesnetzagentur liegt nicht vor. Das BAFA erfasst im Zuge seiner Tätigkeiten letztverbraucherbezogene Daten, die BNetzA dagegen anlagen- und netzbetreiberbezogene Daten. Das BAFA ist die einzige Behörde im Bereich der im EEG ansonsten nicht normierten fünften Stufe des bundesweiten Ausgleichs, welche von der BNetzA nicht überwacht wird. Zwar wird der Vollzug der Besonderen Ausgleichsregelung als singulär stehende Aufgabe innerhalb des BAFA angesehen. Es gibt aber bereits erste Anknüpfungspunkte mit anderen Aufgaben des BAFA. So wird im Rahmen eines Förderprogramms des BMWi für die NE-Metallherstellung der Nachweis über die Stromintensität durch den Nachweis nach § 41 EEG anerkannt.

Organisatorisch besitzt es eigene Abteilungen für die Energiewirtschaft (Abteilung 4) sowie für den Klimaschutz (Abteilung 5). Durch die Übertragung der Besonderen Ausgleichsregelung auf das BAFA sollte der in diesem Bereich bestehende Sachverstand in Fragen der Energiewirtschaft nutzbar gemacht werden[689]. Zudem sind bei der Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung eher wirtschaftliche als umweltrelevante Faktoren zu berücksichtigen[690]. Durch die Fachaufsicht des BMU gemäß § 63 Satz 1 EEG kann dabei gewährleistet werden, dass das für das Gesetz verantwortliche Ressort auch dessen Auslegung und Anwendung hinreichend beeinflussen kann, über Probleme und Auswirkungen informiert wird und letztlich den Vollzug des Gesetzes im Sinne der Zielsetzung der Regelung sicherstellen kann (siehe 8.8).

Gegen die Verlagerung dieser Aufgabe auf eine andere Stelle sprechen neben den langjährigen Vollzugserfahrungen[691] auch der übrige Aufga-

689 *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 16 Rn. 189.

690 *A. Schäfermeier*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 40 Rn. 12.

691 Das BAFA war schon in § 11a EEG 2000 mit dem Vollzug der Besonderen Ausgleichsregelung betraut.

benkreis des BAFA. Zudem ist keine andere Behörde mit mehr Sachverstand in diesem Bereich ersichtlich. Das BAFA nimmt vielfältige Aufgaben der Energieverwaltung wahr, sei es durch die Zulassung von KWK-Anlagen (§§ 6, 10 Abs. 1 KWKG) oder durch die Förderung Erneuerbarer Energien im Bereich des Marktanreizprogramms[692]. Es verfügt durch seine Aufgaben bei der Wirtschaftsförderung und der Ausfuhrkontrolle über Erfahrung in der Überprüfung von Unternehmen aus dem produzierenden Gewerbe. Aufgrund seiner Kompetenzen scheint es näher an den Unternehmen der stromintensiven Industrie und damit besser für die Abwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung geeignet zu sein als etwa die Bundesnetzagentur oder das UBA. Die Bundesnetzagentur könnte zwar über Schienenbahnen besser informiert sein. Sie übernimmt nach dem Allgemeinen Eisenbahngesetz (AEG)[693] die Aufsicht über den Wettbewerb im Bereich der Eisenbahnschienennetze und ist somit verantwortlich für die Gewährung eines diskriminierungsfreien Zugangs zur Eisenbahninfrastruktur. Zum einen spielen aber die Schienenbahnen bei der Besonderen Ausgleichsregelung nur eine untergeordnete Rolle, zum anderen ist die Prüfung der Antragsvoraussetzung bei dieser Gruppe weniger aufwendig und die Kenntnisse über die Branche weniger wichtig. Auch beim UBA sind keine anderen Tätigkeiten ersichtlich, die eine hinreichende Schnittmenge mit der Besonderen Ausgleichsregelung aufweisen würde.

Die Ansiedlung der Abwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung beim BAFA kann zusammenfassend daher als sinnvolle Aufgabenzuordnung angesehen werden. Eine Verlagerung der Verantwortung wäre zwar grundsätzlich möglich. Es würden aber weder Einsparpotentiale erwartet, noch ergäbe sich wohl insgesamt eine Vereinfachung in der Abwicklung.

8.7.3 Nachhaltige Biomasseherstellung (BLE)

Die Verknüpfung der Vergütungszahlungen nach § 27 EEG an die Bedingung eines Nachweises über die nachhaltige Produktion der eingesetzten Biomasse für die Stromerzeugung gilt seit dem 1. Januar 2010 mit der Einführung der BioSt-NachV. Der Prozess zur Kontrolle der gesamten Produktions- und Lieferkette und der beteiligten Akteure wird von der BLE organisiert, deren Verantwortlichkeiten ausführlich in der Verordnung definiert sind. Die Einrichtung von Zertifizierungssystemen, die Definition von Kriterien in diesem Zusammenhang und letztlich die gesamte Überwachung setzt umfangreiches Wissen und Erfahrung im Bereich der Landwirtschaft und den dortigen Produktionsprozessen bei der zuständigen Behörde voraus. Die Zuordnung der Verantwortlichkeit der BLE bei der Kontrolle der nachhaltigen Biomasseproduktion erscheint vor diesem Hintergrund als angemessen. Zudem ist die BLE noch im Bereich der Ver-

692 BMU, Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 9. Juli 2010, http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/vorschriften/energie_ee_richtline_09_07_2010.pdf.

693 Allgemeines Eisenbahngesetz (AEG) vom 27. Dezember 1993 (BGBl. I S. 2378, 2396; 1994 I S. 2439), zuletzt geändert durch Gesetz vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542).

wendungskontrolle von Energiepflanzen tätig[694]. Eine Überschneidung von Aufgaben mit anderen Behörden im Zusammenhang mit dem EEG liegt nicht vor. Es ist nicht ersichtlich, dass eine der anderen Stellen, die derzeit an der Umsetzung des EEG beteiligt sind, die Aufgaben der BLE in adäquater Weise übernehmen könnte. Allenfalls das Bundesamt für Naturschutz (BfN) weist beim Schutz natürlicher Lebensräume nach §§ 4 bis 6 BioSt-NachV (Schutz von Flächen mit hohem Naturschutzwert, Schutz von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand, Schutz von Torfmoor) auch eine gewisse Fachkompetenz auf, was jedoch alleine noch nicht für eine Übertragung spricht. Einspar- oder Synergieeffekte bei einer Bündelung von Aufgaben in einer anderen Behörde sind daher nicht ersichtlich.

Die genaue Tätigkeit der BLE kann jedoch mangels hinreichend praktischer Umsetzung der BioSt-NachV bislang nicht näher bewertet werden. Da diese erst anläuft, sieht sich die BLE auf Anfrage noch nicht in der Lage, diesbezügliche Aussagen zu treffen. Erste Erfahrungen mit der Umsetzung der Verordnung werden aus der Sicht der BLE frühestens mit der Evaluierung der Verordnung und Erstellung des Erfahrungsberichts nach § 71 BioSt-NachV[695] vorliegen[696].

Hinsichtlich der Überwachungstätigkeit statuiert die BioSt-NachV eine (lediglich) mittelbare staatliche Überwachung. Das aufgebaute Nachweis- und Kontrollsystem soll in einem privatwirtschaftlich organisierten System den staatlichen Vollzug ersetzen[697]. Es bleibt abzuwarten ob und wie sich dieses System der mittelbaren staatlichen Überwachung bewährt und vielleicht ein Modell für die übrige Überwachung im EEG darstellen kann.

8.7.4 Herkunftsnachweisregister (UBA)

Dem UBA ist gemäß § 55 Abs. 4 EEG das Führen des Herkunftsnachweisregisters übertragen worden[698]. Bislang sprechen keine Gesichtspunkte gegen eine Übertragung dieser Tätigkeit auf das UBA.

---

694 Vgl. BLE, Merkblatt zur Verwendungskontrolle Energiepflanzen, April 2008.

695 § 71 BioSt-NachV: „Die zuständige Behörde evaluiert diese Verordnung regelmäßig und legt der Bundesregierung erstmals zum 31. Dezember 2010 und sodann jedes Jahr einen Erfahrungsbericht vor“.

696 Der im Frühjahr von der BLE vorgelegte Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2010 konnte nicht mehr berücksichtigt werden, vgl. http://www.ble.de/cln_099/nn_1053330/SharedDocs/Downloads/02__Kontrolle__Zulassung/05__NachhaltigeBiomasseerzeugung/Evaluationsbericht__2010,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Evaluationsbericht_2010.pdf.

697 *F. Ekardt/B. Henning*, ZUR 2009, 543, 548.

698 Eingefügt durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

8.7.5 Klärung von Streitigkeiten und Anwendungsfragen (Clearingstelle EEG)

Die Bewertung der Rolle der Clearingstelle EEG ist unter 8.5.6 ausführlich dargestellt.

Im Übrigen ist auf folgendes hinzuweisen: Eine rechtsverbindliche Beilegung von Streitigkeiten im Rahmen des EEG kann – abgesehen von bindenden Schiedssprüchen – nur von den zuständigen Gerichten erreicht werden. Um unter Umständen langwierige Gerichtsprozesse zu umgehen, bietet die Clearingstelle EEG Methoden der außergerichtlichen Streitbeilegung an. Werden potentielle Konflikte auf diese Weise im Vorhinein entschärft oder sogar ganz vermieden, ist dies aufgrund der dadurch eingesparten Kosten insgesamt betriebs- wie volkswirtschaftlich positiv zu beurteilen. Ein wichtiges Kriterium für die Akzeptanz bei möglichen Konfliktpartnern ist die vollkommene Unabhängigkeit einer solchen Schlichtungsstelle. Die ernüchternden Erfahrungen der vormals beim BMWi eingerichteten Clearingstelle ließen insbesondere auf einen Mangel an Autorität und institutioneller Unabhängigkeit der Clearingstelle schließen[699]. Auch vor dem Hintergrund breiter Akzeptanz wurde sie 2007 nicht bei einem Ministerium oder einer Behörde, sondern unter der Trägerschaft einer neutralen und unabhängigen Organisation eingerichtet[700]. Aufgrund dieser Notwendigkeit institutioneller Unabhängigkeit scheidet die Clearingstelle EEG bei der weiteren Betrachtung der eventuellen Neuzuteilung von Tätigkeiten und Verantwortungen auf die einzelnen Stellen aus.

8.7.6 Datenerhebung

Die Novellierungen, Evaluierungen, Erfahrungsberichte und umfangreichen Berichtspflichten erfordern eine einheitliche und umfassende Datengrundlage. Im EEG vollzieht aber jede Behörde ihre Aufgaben und damit einen bestimmten Teil des EEG selbständig und erhebt hierzu die erforderlichen Daten. Diese Daten werden aber nicht zusammengeführt. Zudem existieren in vollzugsfreien Bereichen des EEG, also dort, wo im EEG keine Behörde vorgesehen ist (z. B. erste Stufe des bundesweiten Ausgleichs, Objektnetze, Direktvermarktung etc.), auch nur unzureichende oder gar keine Daten. Dadurch stehen die Daten auch nur unzureichend im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts oder den Statistikpflichten im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie zur Verfügung. Veröffentlichungen von Netzbetreibern und EVU nach § 52 EEG sind wiederum nur bis zum Ablauf des Folgejahrs vorzuhalten und stehen danach ebenfalls nicht mehr zur Verfügung (siehe 9.1.1.3.7). Anfragen der Forschungsnehmer im Rahmen des Erfahrungsberichts werden teilweise mit erheblicher Zeitverzögerung, unzureichend oder sogar überhaupt nicht beantwor-

---

699 *M. Altrock/A. Rostankowski*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 19 Rn. 14; *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 57 Rn. 9; *T. Müller* in: W. Danner/C. Theobald, EnergieR, 65. EL 2010, § 19 EEG Rn. 6 ff.

700 *M. Findeisen*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 57 Rn. 9.

tet. Von den fünf Institutionen im EEG ist zudem nur die BNetzA gesetzlich verpflichtet, das BMU bei der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts zu unterstützen, §§ 51 Abs. 3 Satz 2, 61 Abs. 1 Satz 2 EEG (siehe 9.1.2.3). Von der Auskunftspflicht nach § 44 EEG hat das BAFA wiederum bislang keinen Gebrauch gemacht (siehe 9.1.2.2).

Bei Datenveröffentlichungen ist häufig unklar, auf welcher Rechtsgrundlage diese beruhen (siehe 9.1.1.5). So kann oftmals deren Vollständigkeit nicht überprüft werden. Andere Datenveröffentlichungen erfolgen wiederum freiwillig (z. B. EEG-Statistikbericht der BNetzA, Erneuerbare Energien in Zahlen). Auch können sich Probleme bei der Aktualität und der Vergleichbarkeit zeigen.

Sowohl die BNetzA (§§ 51 Abs. 3 Satz 2, 61 Abs. 1 Satz 2 EEG, § 9 AusglMechV) als auch die BLE (§ 71 BioSt-NachV) unterliegen Evaluierungspflichten, die weder zeitlich noch organisatorisch untereinander oder mit dem EEG-Erfahrungsbericht (§ 65 EEG) koordiniert sind und damit eine einheitliche Evaluierung des EEG erheblich erschweren (siehe 9.1.2.3). So findet der Hauptanteil der Forschung für den „EEG-Erfahrungsbericht 2011“ im Jahr 2010 statt. Der Evaluierungsbericht zur weiteren Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus liegt jedoch erst zum 31. Dezember 2011 und für die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung erst zum 31. Dezember 2010 vor. Ersterer ist dabei dem BMU und dem BMWi vorzulegen, letzterer gegenüber der Bundesregierung. Das BAFA, das UBA und die Clearingstelle EEG unterliegen bei ihren Aufgaben wiederum keinen Evaluierungspflichten (siehe 9.1.2.3).

Letztlich wird auch die Erstellung einer umfassenden Datengrundlage, insbesondere für den EEG-Erfahrungsbericht, durch die bisherige Aufgabenverteilung auf die verschiedenen staatlichen und nichtstaatlichen Stellen erschwert und zeitlich verzögert (siehe 8.7.7.2).

8.7.7 Zusammenfassende Bewertung der Aufgabenzuordnung auf die verschiedenen Institutionen im EEG

8.7.7.1 Zentralisierter Vollzug

Das EEG wird grundsätzlich nicht von staatlichen Stellen vollzogen, sondern regelt zivilrechtlich die Rechtsbeziehungen von Personen des Privatrechts[701]. Insofern unterliegt das EEG mangels umfassenden Vollzugserfordernisses auch keiner zentralen Vollzugsbehörde. Vielmehr sind lediglich nur ganz bestimmte Aufgaben bestimmten Stellen übertragen. Die Aufgabenwahrnehmung im Rahmen des EEG (und mit Wirkung für das EEG) ist auf drei verschiedene Bundesoberbehörden (BNetzA, BAFA,

[701] BT-Drs. 16/2455, Seite 7.

UBA), eine Bundesanstalt (BLE) und einen privaten Träger[702] (Clearingstelle EEG) übertragen und damit zerteilt. Vielfach führte die Übertragung der EEG-Aufgaben dabei zu einer Neuschaffung von Abteilungen innerhalb der betroffenen Behörden[703].

Die Analyse der verschiedenen Aufgaben der am EEG beteiligten Behörden und Einrichtungen zeigt damit ein komplexes und teilweise wenig aufeinander abgestimmtes System. Deutlich wird dies etwa bei den verschiedenen nicht koordinierten Evaluierungspflichten bzw. bei der Erstellung einer umfassenden Datengrundlage (siehe unten 8.7.7.2). Desweiteren hält sich etwa weder die BNetzA noch das BAFA für die Überwachung des tatsächlichen Selbstverbrauchs privilegierter stromintensiver Unternehmen auf der fünften Stufe des Ausgleichs für zuständig (siehe 6.7). Ebenso gibt es Kontroll- und Überwachungslücken auf der ersten Stufe des Ausgleichsmechanismus (siehe unter 10.4.1). Weiterhin unterstehen die Behörden unterschiedlichen Fachaufsichten (siehe unten 8.8). Zudem existieren mit der Einrichtung eines Registers über Herkunftsnachweise nach § 55 Abs. 3 EEG[704] neben Einzeldatenbanken[705] künftig vier Register, die von drei verschiedenen Bundesbehörden im Geschäftsbereich von drei verschiedenen Ministerien geführt werden (siehe unten 8.9).

Die untersuchten Institutionen weisen – mit Ausnahme des PV-Registers bei der BNetzA (8.7.1) – dennoch größtenteils eine gewisse Sachnähe zu den ihnen durch das EEG übertragenen Aufgaben auf und verfügen über ein entsprechendes Fachwissen, das bei der Aufgabenerfüllung zumindest förderlich sein kann. Vor diesem Hintergrund kann dies insgesamt als sinnvolle und angemessene Arbeitsteilung beurteilt werden. Die Bundesnetzagentur ist neben dem PV-Register im Wesentlichen für die Überwachung des Ausgleichsmechanismus verantwortlich und für gewisse EnWG-Aufgaben mit Wirkung auf das EEG, das BAFA wiederum für die Besondere Ausgleichsregelung. Die Zuordnung entspricht den Kompetenzen und Erfahrungen der beiden Behörden im Umgang mit den jeweiligen Regulierungsadressaten, wenngleich etwa auch das BAFA seine EEG-Aufgabe als in der Behörde singulär stehend betrachtet. Das BLE ist mit der Kontrolle der nachhaltigen Biomasseherstellung betraut. Auch hier stellt die Übertragung der Verantwortlichkeit aufgrund der Fachkompetenz

---

[702] Die Organisationsform der Clearingstelle ist umstritten, vgl. *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 57 Rn. 14 und 23 (Beleihung*); S. Tüngler*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 57 Rn. 12 (keine Beleihung).

[703] Vgl. für das BAFA das Referat 522 (Besondere Ausgleichsregelung), für die BLE das Referat 412 (Nachhaltige Herstellung von Biomasse u.a.), für die BNetzA das Referat 605 (Wahrnehmung für die Aufgaben nach dem EEG u.a.).

[704] Nach § 55 Abs. 3 richtet die zuständige Behörde eine elektronische Datenbank ein, in der die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen registriert wird (Herkunftsnachweisregister); eingefügt durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

[705] Vgl. etwa § 17 Abs. 2 Nr. 2 BioSt-NachV (Dokumentation von Erhalt und Weitergabe der flüssigen Biomasse einschließlich der Angaben des Nachhaltigkeitsnachweises sowie des Orts und des Datums, an dem die Lieferanten die Biomasse erhalten oder weitergegeben haben).

grundsätzlich eine sinnvolle Aufgabenzuordnung dar. Die Clearingstelle EEG ist für die Klärung von Streitigkeiten und Anwendungsfragen zuständig. Für die Wahrnehmung dieser Funktion ist die Unabhängigkeit der Stelle ein wichtiges Kriterium. Ihre Errichtung wird als positiv beurteilt, da keine andere Behörde über die notwendige Unabhängigkeit verfügt.

Bei einer einheitlichen Behörde für das EEG wäre zwar der Gesetzesvollzug in einer Hand, wodurch Reibungsverluste und Doppelarbeiten vermieden werden könnten. Aufgrund der klar abgegrenzten Einzelzuständigkeiten im EEG konnten jedoch bislang derartige Probleme nicht festgestellt werden. Überschneidungen von Verantwortlichkeiten liegen aus bisheriger Sicht nicht vor. Teilweise geäußerte Bedenken wegen Zuständigkeitskollisionen[706] können durch die bisherigen Angaben der Behörden nicht bestätigt werden. Eine Bündelung von Zuständigkeiten bei einer oder weniger Stellen ließe daher kaum oder gar keine Einspar- oder Vereinfachungseffekte erwarten. Die Zuordnung der Aufgaben auf die einzelnen Institutionen kann aufgrund der jeweiligen Spezialisierung und Fachkompetenz vielmehr insgesamt als im Wesentlichen sachgerecht und sinnvoll bewertet werden. Das Ziel des EEG, eine nachhaltige Energieversorgung durch die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu ermöglichen, hat weitreichende Auswirkungen auf verschiedene Gruppen. Um etwaige Effekte abzumildern, sind im Gesetz Sonderregelungen enthalten, die einen Ausgleich zwischen verschiedenen Gruppen herstellen sollen. Unterstützende Regelungen zur Nachhaltigkeit und Konfliktbewältigung sind zusätzlich für die Akzeptanz des Gesetzes notwendig. Dadurch wird das EEG insgesamt zu einem sehr komplexen Konstrukt und erfordert eine entsprechend komplexe Abwicklung und Überwachung der einzelnen Regelungen, die von unterschiedlichen Stellen wahrgenommen werden.

8.7.7.2 Zentralisierte Datenerfassung / EEG-Statistik

Die künftige Herausforderung liegt weniger in einem zentralisierten Vollzug der verschiedenen Einzelaufgaben im EEG, sondern in einer zentralisierten Datenerfassung, -bearbeitung und -veröffentlichung durch eine Stelle (siehe 8.7.6 und 9.2.4.9). Dieses Erfordernis zeigen sowohl die freiwilligen Datenveröffentlichungen der Behörden (z. B. Statistikbericht der BNetzA) als auch die vom BMU im Einvernehmen mit dem BMWi und dem BMELV eingerichtete Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat), deren Ziel es ist, Statistik und Daten der Erneuerbaren Energien auf eine umfassende, aktuelle und abgestimmte Basis zu stellen[707]. Die AGEE-Stat kann sich dazu aber nur der vorhandenen Daten bedienen und schließt nicht bestehende Defizite. Zudem machen die Behörden von den ihnen zustehenden Auskunftsrechten bislang kaum oder

[706] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 20 f. sieht eine mögliche Zuständigkeitskollision von BNetzA und BAFA.

[707] *BMU*, Erneuerbare Energien in Zahlen, Juni 2010, Seite 7.

gar nicht Gebrauch. So hat weder die BNetzA nach § 61 Abs. 2 EEG noch das BAFA nach § 44 EEG zusätzliche Daten erhoben.

Es sollte daher eine umfassende EEG-Statistik etabliert werden. Anstelle der bisherigen zersplitterten, anlassbezogenen Datenerhebung in bloßen Teilbereichen des EEG würde dadurch die Möglichkeit einer zentralen, aktuellen, fortlaufenden Datenerhebung, -verarbeitung und –veröffentlichung für das ganze EEG geschaffen werden. Dies würde eine umfassende Datengrundlage für künftige Novellierungen, den EEG-Erfahrungsbericht, die (nationalen, europäischen und internationalen) Berichtspflichten und die Information der Öffentlichkeit liefern und damit auch letztlich dem Bedürfnis nach einer rascheren und flexibleren Anpassungsmöglichkeit an die sich ebenfalls rasch ändernden tatsächlichen Verhältnisse (z. B. im PV-Bereich) hinreichend Rechnung tragen. Der aufgabenwahrnehmenden Stelle könnte dann auch das PV-Register und das Herkunftsnachweisregister bzw. künftig auch ein Anlagenregister nach § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9 EEG übertragen werden und sie könnte/müsste zum Adressaten der Berichtspflichten werden.

Dabei ist zu überlegen, ob diese Aufgabe bei einer der bestehenden Stellen im EEG integriert werden kann oder eine neue Stelle diese Aufgabe übernimmt. Insofern käme die BNetzA in Betracht, die bislang auch schon in der Datenerhebung tätig ist (vgl. § 51 EEG) oder das UBA, das ebenfalls umfassende Daten im Bereich Energie bzw. Erneuerbare Energien erhebt sowie veröffentlicht[708] und zudem der Fachaufsicht des BMU untersteht (siehe 8.8). Möglicherweise könnte auch der Aufgabenkreis des Statistischen Bundesamtes erweitert werden, das nach § 3 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. § 8 Bundesstatistikgesetz (BStatG) auch die Aufgabe hat, im Auftrag oberster Bundesbehörden Statistiken zu erstellen[709]. Es ist nach § 2 Abs. 1 und 3 BStatG eine selbständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministers des Innern und führt seine Aufgaben nach den Anforderungen der fachlich zuständigen Bundesminister durch. Letztlich könnte auch in Erwägung gezogen werden, eine Art „EEG-Statistikamt“ zu schaffen, um die bestehenden Behörden zu entlasten und sie dadurch bei der Wahrnehmung ihrer eigentlichen Vollzugsaufgaben zu stärken.

---

708 Vgl. die Abteilung I.2 – Klimaschutz und Energie sowie die Zusammenstellung „Daten zur Umwelt: Energie“, http://www.umweltbundesamt.de/energie/index.htm.

709 § 8 Abs. 1 BStatG (Aufbereitung von Daten aus dem Verwaltungsvollzug):
„Soweit Verwaltungsstellen des Bundes aufgrund nicht-statistischer Rechts- oder Verwaltungsvorschriften Daten erheben oder bei ihnen Daten auf sonstige Weise anfallen, kann die statistische Aufbereitung dieser Daten ganz oder teilweise dem Statistischen Bundesamt übertragen werden. Das Statistische Bundesamt ist mit Einwilligung der auftraggebenden Stelle berechtigt, aus den aufbereiteten Daten statistische Ergebnisse für allgemeine Zwecke darzustellen und zu veröffentlichen.“

8.7.8 Tabellarische Zusammenfassung

Die folgende Tabelle soll einen zusammenfassenden Überblick über die Institutionen[710], ihre bestehenden Aufgaben im Zusammenhang mit dem EEG, die rechtlichen Grundlagen der Aufgabenzuordnung, Angaben über Mitarbeiter und Budgets, bestehende Synergieeffekte mit anderen Aufgaben sowie mögliche alternative Aufgabenzuordnungen geben.

Tabelle 8-1: Zusammenfassung über die Institutionen.

Institution	Aufgaben	Rechtliche Grundlage	Ausstattung: Mitarbeiter Budget (insg.)	Synergien mit anderen Aufgaben	Alternative Aufgabenzuordnung
BNetzA	– Überwachung des Ausgleichsmechanismus, Datenerhebung – PV-Register, Veröffentlichung der Vergütungssätze von Photovoltaik – Bußgeldbehörde	§§ 61, 64, 51 EEG AusglMechV AusglMechAV § 16, 20 EEG § 62 EEG	– 2.600 Mitarbeiter – ca. 155 Mio. € (Ausgaben 2009)	– Überwachung Netzbetreiber – Genehmigung Netzentgelte – allgemeine Regulierung – Elektrizitätsmarkt	UBA bzgl. PV-Register und Degressionssätze; EEG-Statistik-Stelle im Hinblick auf PV-Register, Degressionssätze und Adressat der Berichtspflichten für Netzbetreiber
BAFA	– Abwicklung Besondere Ausgleichsregelung (inkl. Prüfung der Anträge, Festlegung der Begrenzung, Ausstellen der Begrenzungsbescheide)	§§ 40 bis 44 EEG	– über 850 Mitarbeiter – Haushalt 34,7 Mio. € originär – über 6 Mrd. zur Erfüllung der Aufgaben	– Abwicklung Marktanreizprogramm – Überprüfung von Unternehmen bei Wirtschaftsförderung und Ausfuhrkontrolle – Vollzug KWKG	keine (Synergien innerhalb des BAFA überwiegen mögliche Vorteile einer Verlagerung)
BLE	– Kontrolle der nachhaltigen Herstellung von Biomasse – Anerkennung und Überwachung von Zertifizierungssystemen und Zertifizierungsstellen – Führen eines Anlagen- und Informationsregisters	§ 74 BioSt-NachV	– Anzahl Mitarbeiter rund 1.200 – ca. 221 Mio. € (Aufwendungen BLE 2008)	– Kontrolle von Biomasse im Kraftstoffbereich – Genehmigung und Kontrolle anderer Bereiche im Agrarsektor	BfN
Clearingstelle	– Beilegung von Streitigkeiten in der Auslegung des EEG durch verschiedene Verfahren – Fachgespräche	§ 57 EEG	– 11 Mitarbeiter	keine	keine

[710] Ohne Tätigkeit des UBA nach § 55 Abs. 3 EEG, eingefügt durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

8.7.9 Aufgabenübertragung auf nachgeordnete Bundesbehörden

Für eine Aufgabenübertragung auf die den Bundesoberbehörden nachgeordnete Behörden (bundeseigene Mittel- und Unterbehörden) sind die strengen verfassungsrechtlichen Anforderungen des Art. 87 Abs. 3 Satz 2 GG zu beachten. Hiernach können nur bei dringendem Bedarf bundeseigene Mittel- und Unterbehörden errichtet werden und nur, wenn dem Bund auf Gebieten, für die ihm die Gesetzgebung zusteht, neue Aufgaben erwachsen. Zudem ist die Zustimmung des Bundesrates und der Mehrheit der Mitglieder des Bundestages nach Art. 121 GG notwendig. Bei diesen bundeseigenen Mittel- und Unterbehörden muss es sich um regional beschränkt zuständige Behörden handeln[711]. Fraglich ist, ob es im EEG überhaupt einen Bedarf an regional beschränkten Behörden gibt oder doch eher an sachlich beschränkt zuständigen Behörden (z. B. zur Registerführung). Dennoch käme dies etwa bei einer künftigen Überwachung der ersten Stufe des bundesweiten Ausgleichs in Betracht (siehe 8.1.2.3.1 und 10.4.1). Weiterhin müsste die jeweilige Aufgabe „neu“ sein, was nach einer Auffassung nur Aufgaben umfasst, die bisher weder vom Bund noch von den Ländern wahrgenommen werden[712]. Nach anderer Auffassung ist dagegen lediglich erforderlich, dass die Aufgabe erst nach Inkrafttreten des GG entstanden ist[713]. Bei einer künftigen Überwachung der ersten Stufe des Ausgleichsmechanismus wäre jedenfalls beides gegeben. Hier findet bislang keine Überwachung statt (siehe 8.1.2.3.1 und 10.4.1). Letztlich muss für die Errichtung der Behörde ein „dringender Bedarf“ bestehen. Eine sachgerechte Aufgabenerfüllung muss daher ein Tätigwerden von regional beschränkt zuständigen Behörden erfordern, d.h. die Durchführung der jeweiligen Aufgabe darf in anderer organisatorischer Weise nicht möglich sein[714]. Bei umfangreichen Überwachungstätigkeiten, insbesondere wenn hiervon hundertausende von Anlagen betroffen sind[715], käme dies – ungeachtet der zu beantwortenden Frage der Zweckmäßigkeit einer solchen Aufgabenübertragung – zumindest in Betracht.

---

711 BVerfGE 10, 20, 48; *J. Suerbaum*, in: V. Epping/C. Hillgruber (Hrsg.), GG, 2009, Art. 87 Rn. 32 und 34; *B. Pieroth*, in: H. D. Jarass/ders. (Hrsg.), GG, 9. Aufl. 2007, Art. 87 Rn. 9; *M. Sachs*, in: ders. (Hrsg.), GG, 5. Aufl. 2009, Art. 87 Rn. 74.

712 *B. Pieroth*, in: H. D. Jarass/ders. (Hrsg.), GG, 9. Aufl. 2007, Art. 87 Rn. 9; S. *Broß*, in: I. v. Münch/P. Kunig (Hrsg.), GG, 4./5. Aufl. 2003, Art. 87 Rn. 27; *H.-G. Henneke*, in: B. Schmidt-Bleibtreu/H. Hofmann/A. Hopfauf (Hrsg.), GG, 11. Aufl. 2008, Art. 87 Rn. 11.

713 *J. Suerbaum*, in: V. Epping/C. Hillgruber (Hrsg.), GG, 2009, Art. 87 Rn. 33 mwN; *M. Sachs*, in: ders. (Hrsg.), GG, 5. Aufl. 2009, Art. 87 Rn. 75; *G. Hermes*, in: H. Dreier (Hrsg.), GG, 2. Aufl. 2008, Art. 87 Rn. 99.

714 *J. Suerbaum*, in: V. Epping/C. Hillgruber (Hrsg.), GG, 2009, Art. 87 Rn. 34; *B. Pieroth*, in: H. D. Jarass/ders. (Hrsg.), GG, 9. Aufl. 2007, Art. 87 Rn. 9.

715 Allein im Bereich Windenergie gibt es weit über 20.000 Anlagen, vgl. *BMU*, Erneuerbare Energien in Zahlen, Juni 2009, Seite 9.

8.8 Bewertung der unterschiedlichen Fachaufsicht (FUER)

8.8.1 Die Fachaufsicht im Allgemeinen

Die deutsche Verwaltung ist hierarchisch aufgebaut und wird durch Aufsichts- und Weisungsbefugnisse der jeweils übergeordneten Behörden und die entsprechenden Gehorsamspflichten der nachgeordneten Behörden geprägt[716]. Nach § 3 Abs. 1 der Gemeinsamen Geschäftsordnung der Bundesministerien (GGO)[717] nehmen die Bundesministerien die „Steuerungs- und Aufsichtsfunktionen gegenüber dem nachgeordneten Geschäftsbereich wahr. Zu den wesentlichen Elementen der Führung und Kontrolle der Bundesverwaltung zählt die Fachaufsicht. Oberstes Ziel der Fachaufsicht ist ein rechtmäßiges und zweckmäßiges Verwaltungshandeln.“ Die Fachaufsicht dient auch der Koordination, Vereinheitlichung und Steuerung der Verwaltungstätigkeit sowie der Kontrolle der nachgeordneten Behörden[718] und ist damit ein maßgebliches Werkzeug inhaltlicher politischer Gestaltung, nicht nur unter rechtlichen, sondern auch politischen Maßstäben[719]. Auch die Umsetzung gemeinschaftsrechtlicher Pflichten, z. B. aufgrund der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie, kann eine unmittelbare Einwirkung auf Behörden erfordern, die mitgliedsstaatlich umgesetztes EU-Recht vollziehen[720]. Kern der Einwirkungsbefugnis der Ministerien ist dabei das Weisungsrecht[721]. Die Behörden sind wiederum verpflichtet den Ministerien Auskunft über die Geschäftsführung zu erteilen und ihnen entsprechende Unterlagen vorzulegen. Erfüllt eine Behörde ihre Aufgaben dabei nicht oder nur ungenügend, kann das Ministerium die Aufgaben selbst durchführen oder durch einen besonderen Beauftragten durchführen lassen (Informations- und Einwirkungsrechte[722]).

8.8.2 Die Fachaufsicht im EEG

Im EEG besteht ein komplexes System verschiedener Fachaufsichten. Sowohl die BNetzA als auch das BAFA sind Bundesoberbehörden im Geschäftsbereich des BMWi und unterliegen als nachgeordnete Behörden dessen Rechtsaufsicht, aber nicht einheitlich dessen Fachaufsicht. Während die BNetzA bei ihren umfangreichen EEG-Aufgaben der Fachaufsicht des BMWi unterliegt (§ 63 Satz 2 EEG), wird dies beim BAFA und damit

---

716 *H. Maurer*, Allgemeines Verwaltungsrecht, 17. Aufl. 2009, § 22 Rn. 31; *C. Schmidt*, DÖV 2005, 1025, 1030.

717 *Bundesregierung*, Gemeinsame Geschäftsordnung der Bundesministerien (GOO), 1. Juni 2009.

718 *M. Etscheid*, Verwaltungsrundschau 2010, 229, 231 f.; *W. Kahl/A. Glaser*, IR 2008, 74, 76.

719 *W. Kahl/A. Glaser*, IR 2008, 74, 76.

720 *C. Schmidt*, DÖV 2005, 1025, 1030.

721 *T. Groß*, in: Hoffmann-Riem/Schmidt-Aßmann/Voßkuhle (Hrsg.), Grundlagen des Verwaltungsrechts, Bd. I, 2006, § 13 Rn. 100; *W. Kahl/A. Glaser*, IR 2008, 74, 76; *G. Hermes*, in: H. Dreier (Hrsg.), GG, Bd. II, 2. Aufl. 2006, Art. 65 Rn. 30.

722 *M. Etscheid*, Verwaltungsrundschau 2010, 229, 231.

beim Vollzug der Besonderen Ausgleichsregelung durch das BMU wahrgenommen (§ 63 Satz 1 EEG). Die BLE wiederum ist eine Bundesanstalt im Geschäftsbereich des BMELV und unterliegt gemäß § 64 Abs. 2 Nr. 4 HS. 2 EEG im Rahmen der Nachhaltigkeitsverordnung auch dessen Fachaufsicht[723]. Das UBA unterliegt als Bundesoberbehörde des BMU dessen Rechts- und Fachaufsicht. Die Clearingstelle EEG wiederum untersteht als unabhängige Einrichtung keiner Aufsicht.

8.8.3 Ressortverantwortlichkeit des BMU für das EEG

Dem BMU obliegen nach dem weiterhin gültigen Organisationserlass aus dem Jahr 2002 die Zuständigkeiten für die Markteinführung der erneuerbaren Energieträger und für die Energieforschung in diesem Bereich sowie die Federführung für das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dessen Fortentwicklung[724]. Daraus wird gefolgert, dass der Sachbereich der Erneuerbaren Energien inhaltlich vollumfänglich durch das BMU gestaltet werden soll[725]. Im Falle einer Aufgabenwahrnehmung durch Bundesoberbehörden anderer Ministerien könnte ein hinreichendes demokratisches Legitimationsniveau folglich nur durch ein Weisungsrecht des ressortverantwortlichen Bundesumweltministers, der seinerseits dem Parlament verantwortlich ist, gewährleistet werden[726]. So wird etwa auch gemäß § 4 Abs. 1 Satz 1 Bundeseisenbahnverkehrsverwaltungsgesetz (BEVVG) die Fachaufsicht über die BNetzA in Angelegenheiten der Eisenbahninfrastruktur durch das Bundesverkehrsministerium wahrgenommen. Nur die weitreichende Durchgriffsmöglichkeit der Fachaufsicht stellt die parlamentarische Verantwortung des unmittelbar verantwortlichen Fachministers hinreichend sicher[727].

8.8.4 Fehlende Steuerungsmöglichkeiten durch das BMU

Das aufgezeigte Rechts- und Fachaufsichtssplitting im EEG führt dagegen dazu, dass das BMU als ressortverantwortliches Ministerium für das EEG nur über sehr begrenzte Bereiche (Besondere Ausgleichsregelung §§ 40 ff.; Herkunftsnachweisregister, § 55) die Fachaufsicht besitzt. Es kann damit in weiten Teilen keine Vorgaben für die Auslegung und Anwendung der EEG-Vorschriften machen und daher den Gesetzesvollzug – auch im Hinblick auf europarechtliche Vorgaben – nicht im erforderlichen Umfang steuern. Deutlich wird dies vor allem bei der umfangreichen Tätigkeit der

---

723 Eingefügt durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

724 Organisationserlass des Bundeskanzlers (BKOrgErl 2002) vom 22. Oktober 2002 (BGBl. I S. 4206), geändert durch Organisationserlass vom 22. November 2005 (BGBl. I S. 3797).

725 *W. Kahl/A. Glaser*, IR 2008, 74, 76.

726 Vgl. *Bulla*, in: Schmidt/Vollmöller, Kompendium Öffentliches Wirtschaftsrecht, 3. Aufl. 2007, § 11 Rn. 27; *W. Kahl/A. Glaser*, IR 2008, 74, 77.

727 *W. Kahl/A. Glaser*, IR 2008, 74, 77; *Wissmann*, in: Hoffmann-Riem/Schmidt-Aßmann/Voßkuhle (Hrsg.), Grundlagen des Verwaltungsrechts, Bd. I, 2006, § 15 Rn. 45.

BNetzA im EEG. So hat diese etwa einen Leitfaden zur Auslegung des Einspeisemanagements entwickelt und veröffentlicht[728]. Die BNetzA, die vor allem den bundesweiten Ausgleich überwacht, ist damit in zentralen Bereichen des EEG tätig. Folglich hat ihr Handeln weitreichende Konsequenzen. Weiterhin hat die BNetzA nach § 51 Abs. 3 Satz 2 EEG bestimmte Daten dem BMU zur Verfügung zu stellen und nach § 61 Abs. 1 Satz 2 EEG das BMU bei der Gesetzesevaluierung und Berichtserstellung zu unterstützen. Beides kann das BMU fachaufsichtlich aber weder durchsetzen noch steuern. Gleiches gilt künftig auch für die BLE, deren Vollzug der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)[729] Auswirkungen auf die Vergütungsansprüche bestimmter Biomasse-Anlagen hat. Das BMU ist im Einvernehmen mit dem BMELV nach § 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG Verordnungsgeber. Es kann dennoch keinen fachaufsichtlichen Einfluss nehmen und damit der ihm eigentlich obliegenden Rechts- und Zweckmäßigkeitskontrolle nicht hinreichend Rechnung tragen. Zudem besteht durch das Fachaufsichtssplitting die Gefahr, dass das in § 1 Abs. 2 EEG statuierte Ausbauziel an Effektivität einbüßt, wenn das politisch verantwortliche Ministerium keinen inhaltlichen Einfluss auf die in Ausführung des EEG zu treffenden Entscheidungen hat[730].

Weiterhin erschwert die Verteilung der Fachaufsicht auf mehrere Ministerien eine einheitliche Auslegung und Anwendung der Regelungen im EEG, die vielfach auch im Zusammenhang stehen. Verschiedene Behörden, die insbesondere verschiedenen Ministerien nachgeordnet sind, können unterschiedliche Ressortinteressen verfolgen[731]. Während das BAFA als Bundesoberbehörde des BMWi die Besondere Ausgleichsregelung primär als Instrument zur Wirtschaftsförderung ansehen könnte, könnte das BMU wiederum bestrebt sein, die Anwendung dieser Regelung als Ausnahmevorschrift zum sonst im EEG verankerten Verursachungsprinzip und wegen der Auswirkungen auf die EEG-Umlage möglichst einzugrenzen. Dies kann es nur über die Fachaufsicht in § 63 Satz 1 EEG hinreichend sicherstellen.

8.8.5 Handlungsempfehlung

Vor diesem Hintergrund sollte dem BMU – als ressortverantwortlichem Ministerium für das EEG – nach dem eigentlichen Vorbild des § 63 Satz 1 EEG die Fachaufsicht über alle Behörden im Rahmen des EEG obliegen. Dies entspräche auch dem sonst üblichen Rechtsgedanken des Gleichlaufs von Ressortverantwortlichkeit und Fachaufsicht (vgl. etwa § 4 Abs. 1

---

728 *BNetzA*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, 29.07.2010, http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/159430/publicationFile/8439/LeitfadenEEGEinspeisemanagement_pdf.pdf.

729 Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – BioSt-NachV) vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174).

730 *W. Kahl/A. Glaser*, IR 2008, 74, 77.

731 Vgl. *W. Kahl/A. Glaser*, IR 2008, 74, 77.

BEVVG[732], § 3 UBAG[733])[734] und der Intension des Art. 65 Satz 2 GG, wonach die Kompetenz zur Leitung eines Ressorts die inhaltliche Gestaltung der Politik im entsprechenden Geschäftsbereich gewährleisten soll[735].

8.9 Bewertung der unterschiedlichen Register (FUER)

8.9.1 Registerübersicht

Die BNetzA führt gemäß § 16 Abs. 2 Satz 2 EEG das sog. PV-Anlagenregister. Auch die BLE führt gemäß §§ 61, 74 Nr. 9 BioSt-NachV ein Anlagenregister über flüssige Biomasse sowie gemäß § 66 BioSt-NachV ein Informationsregister. Schließlich führt das UBA gemäß § 55 Abs. 4 EEG ein Register über Herkunftsnachweise[736].

Während das von der BLE zu führende Informationsregister nach § 66 BioSt-NachV[737] und das vom UBA zu führende Herkunftsnachweisregister nach § 55 Abs. 4 EEG[738] keine Gemeinsamkeiten mit den übrigen Registern aufweisen, zeigt sich sowohl beim PV-Register als auch beim Anlagenregister für flüssige Biomasse zumindest hinsichtlich der Anlagenstamm-, Anlagenbetriebs- und Anlagenbetreiberdaten ein gewisser Überschneidungsgrad.

Der BNetzA sind im Rahmen der Solaranlagenmeldung folgende Daten zu übermitteln[739]:

1. Anlagenstammdaten (Standort der Anlage: Straße und Hausnummer oder Flurstück, Postleitzahl, Ort oder Gemarkung, Bundesland
2. Anlagenbetriebsdaten (Neu installierte Nennleistung aller Module in KWp, Tag der Inbetriebnahme der Module) und

---

732 § 4 Abs. 1 Satz 1 Bundeseisenbahnverkehrsverwaltungsgesetz (BEVVG): „Die Aufgabe, die Einhaltung der Rechtsvorschriften über den Zugang zur Eisenbahninfrastruktur zu überwachen, obliegt ab dem 1. Januar 2006 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, die insoweit der Fachaufsicht des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung untersteht."

733 § 3 Gesetz über die Errichtung eines Umweltbundesamtes (UBAG): „Soweit im Umweltbundesamt Aufgaben aus einem anderen Geschäftsbereich als dem des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erledigt werden, steht das fachliche Weisungsrecht der sachlich zuständigen obersten Bundesbehörde zu."

734 *C. Schmidt*, DÖV 2005, 1025, 1030; *W. Kahl/A. Glaser*, IR 2008, 74, 76.

735 Vgl. *W. Kahl/A. Glaser*, IR 2008, 74, 76.

736 Eingefügt durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

737 Erfasst werden: Alle Zertifizierungssysteme, Zertifizierungsstellen, Zertifikate, Nachweise, Bescheinigungen und Berichte im Zusammenhang mit der Nachweisführung nach der BioSt-NachV.

738 Erfasst werden: Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen.

739 *BNetzA*, Formular zur Meldung von Photovoltaikanlagen an die Bundesnetzagentur, http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/88590/publicationFile/1846/PhotovoltaikanlFormularID17985pdf.pdf.

3. Anlagenbetreiberdaten (Name, Vorname, Titel, Straße und Hausnummer, Postleitzahl, Ort, Land, Telefonnummer, E-Mail-Adresse)
4. Die BNetzA versendet als freiwilligen Service nach Erfassung der gemeldeten Daten eine Registrierungsbestätigung mit einer Registrierungsnummer als Kennzeichnung für die Datenmeldung.

Die BLE erfasst im Rahmen ihres Anlagenregisters nach §§ 61, 63 BioSt-NachV:

1. Name und Anschrift des Anlagenbetreibers,
2. Standort der Anlage,
3. elektrische und thermische Leistung der Anlage,
4. Datum der geplanten oder tatsächlichen Inbetriebnahme der Anlage,
5. Art und Menge der geplanten oder tatsächlich eingesetzten flüssigen Biomasse und
6. Name und Anschrift des Netzbetreibers, an dessen Netz die Anlage zur Stromerzeugung angeschlossen worden ist oder wird.

8.9.2 Bewertung einer Registerzusammenführung

Trotz der Überschneidung dürfte eine Zusammenlegung oder Vereinheitlichung der beiden Register nur wenige inhaltliche Synergien bieten. Das PV-Register dient der Erfassung der jährlich neu installierten Nennleistung von Photovoltaik-Modulen, während beim Pflanzenöl-Register die Art und Menge der geplanten oder tatsächlich eingesetzten flüssigen Biomasse im Vordergrund steht. Diese beiden gänzlich unterschiedlichen Aspekte in einem einheitlichen Register zusammenzuführen oder von einer einheitlichen Behörde vollziehen zu lassen, erscheint nicht zwingend. Abgesehen davon könnte für die Registrierung der Art und Menge flüssiger Biomasse ein entsprechendes Fachwissen erforderlich sein, über das am ehesten die BLE verfügt. Die Anlagen- und Betreiberdaten dienen dagegen lediglich als Mittel zum Zweck der Identifizierung. Auch stehen die Register in engem Zusammenhang mit den jeweiligen EEG-Aufgaben der Behörden. Eine Verlagerung der Registerzuständigkeit müsste daher mit einer entsprechenden Aufgabenübertragung einhergehen oder würde die Notwendigkeit einer engen Behördenkooperation schaffen. Ziel der Solarmeldungen ist es, die Einspeiseleistung aus Photovoltaikanlagen durch die BNetzA erfassen zu lassen, um nach § 20 Abs. 2 Satz 1 Nr. 8, Abs. 2a EEG die Degressionssätze für die Folgejahre bestimmen zu können[740]. Das Anlagenregister für flüssige Biomasse dient der Transparenz, Kontrollierbarkeit und Schaffung der für die Berichterstattung an die EU-Kommission erforderlichen Datengrundlage sowie der effizienten und effektiven Begegnung von Missbrauchsfällen[741]. Während das PV-Register

[740] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 16 Rn. 59.

[741] BT-Drs. 16/13326, Seite 60.

und die Bestimmung der Degressionssätze grundsätzlich auch auf eine andere Behörde übertragen werden könnte (siehe 8.7.1), erscheint die Verlagerung der Überwachungstätigkeit der BLE im Rahmen flüssiger Biomasse angesichts der Fachkompetenzen der BLE bei der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung wenig sinnvoll. Zudem müssen die Anlagenbetreiber ihre Anlagen nur einmalig registrieren[742]. Insofern dürfte der mit der Datenstammpflege verbundene Vollzugsaufwund – abgesehen von gewissen Aktualisierungen oder Korrekturen – und damit die Doppelstrukturen als relativ gering bewertet werden.

8.10 Übersicht der Handlungsempfehlungen

FUER, IZES: Die Überwachungsaufgabe der BNetzA nach § 61 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG sollte deutlicher als Aufgabe formuliert werden, die zweite bis vierte Stufe des bundesweiten Ausgleichs (§§ 35 bis 39) zu überwachen (siehe 8.1.2.3.1).
Vorschlag für § 61 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 n.F.:
„Die Bundesnetzagentur hat die Aufgabe, zu überwachen, dass (Nr. 1) die Vorgaben der §§ 35 bis 39 eingehalten werden“

FUER, IZES, BBH: Es sollte geprüft werden, wie auf der ersten Stufe des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vermehrt Kontrollmechanismen eingerichtet werden können (siehe 8.1.2.3.1 und 10.4.1)

FUER, IZES: Zur erleichterten Überprüfung der Veröffentlichungs- und Vorlagepflichten nach § 61 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG könnte die BNetzA ihren bestehenden Internet-Veröffentlichungsleitfaden[743] um EEG-spezifische Veröffentlichungspflichten ergänzen, insbesondere zur Auffindbarkeit und optischen sowie inhaltlichen Aufbereitung der Daten auf den Internetseiten der Netzbetreiber und EVU (siehe 8.1.2.3.1)

FUER, IZES, BBH: Ein zentralisierter Vollzug im EEG wird nicht empfohlen (siehe 8.5 und 8.7.7.1)

FUER, IZES: Schaffung einer umfassenden „EEG-Statistik“ (siehe 8.7.6 und 8.7.7.2)

FUER, IZES: Schaffung einer einheitlichen Fachaufsicht durch das BMU (siehe 8.8); hierzu sollte § 63 Satz 2 EEG sowie § 64 Abs. 2 Nr. 4 HS. 2[744] gestrichen werden

FUER, IZES: Eine Vereinheitlichung der bestehenden Register wird nicht empfohlen (siehe 8.9)

---

742 BT-Drs. 16/13326, Seite 43, 49.

743 Vgl. *BNetzA*, Leitfaden für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber (Stand: 23.06.2008).

744 Eingefügt durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

BBH, IZES: Die Unabhängigkeit der Clearingstelle sollte durch eine stärkere Institutionalisierung und insbesondere eine langfristige Finanzierung gestärkt werden. Nur auf diesem Weg kann langfristig qualifiziertes Personal an die Clearingstelle gebunden werden und eine effiziente Aufgabenwahrnehmung gewährleistet werden.

BBH, IZES: Eine Anbindung der Clearingstelle an eine bestehende Behörde oder eine öffentliche Stelle im Allgemeinen sollte wohl vermieden werden, um die Unabhängigkeit zu gewährleisten. Um die Aufgabe einer schnellen Streitschlichtung wieder wahrnehmen zu können, erscheint eine personelle Aufstockung der Clearingstelle erforderlich.

BBH, IZES: Um die Flexibilität für einvernehmliche Lösungen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber auch bei Verhandlungen vor der EEG-Clearingstelle zu erhöhen, sollte eine Änderung der Regelungen in § 4 Abs. 2 EEG erfolgen, um vertraglich abweichende Regelungen zu ermöglichen. Gegebenenfalls könnte auch eine Ergänzung des § 38 EEG um Entscheidungen der EEG-Clearingstelle in Erwägung gezogen werden, allerdings allenfalls für Verfahren, in denen die EEG-Clearingstelle eine inhaltliche und rechtliche Bewertung des Anspruchs vorgenommen hat.

9 AP 9 Datenverfügbarkeit und Anlagenregister (FUER, IWES)

9.1 Vereinfachung und Transparenz durch Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten (FUER)

Aufgrund der privatrechtlichen Ausgestaltung des EEG wird es weitgehend ohne Einsichtsmöglichkeiten für die Öffentlichkeit oder staatliche Stellen abgewickelt. Um diesen Umstand zu begegnen, hat der Gesetzgeber an verschiedenen Stellen Vorschriften in das EEG integriert, die dessen Transparenz erhöhen sollen. Zwei zentrale, im Regelungszweck vergleichbare, aber in ihrer Konzeption voneinander abweichende Regelungsansätze sind das in § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG ermöglichte öffentliche Anlagenregister und das umfangreiche System der gegenseitigen Informationen, das durch punktuelle Informations- und Veröffentlichungspflichten ergänzt wird, §§ 45 ff. EEG.

Sowohl für die Berichterstattung im Rahmen der Evaluierung des EEG (EEG-Erfahrungsbericht, Berichterstattung gegenüber der EU-Kommission etc.) als auch für die Abwicklung und Weiterentwicklung des EEG, insbesondere im Rahmen der bundesweiten Ausgleichsregelung, und die Markttransparenz ist dabei eine genaue und schnelle Datenverfügbarkeit sowie eine solide Datenbasis erforderlich[745].

9.1.1 Erforderlichkeit eines Informationsflusses für die Abwicklung des EEG, §§ 45 bis 52 EEG

Aufgrund der Komplexität der Rechtsmaterie, der Vielzahl der beteiligten Akteure und der Kostenbelastungen aufgrund des EEG (Zustandekommen der Differenzkosten etc.) sowie der wirtschaftlichen Bedeutung der Energieversorgung ist sowohl Transparenz gegenüber der Öffentlichkeit, wie auch ein gegenseitiger Informationsfluss der Beteiligten erforderlich.

Das Einspeisetarifmodell des EEG sieht eine physikalische Weitergabe des Stromes von den Anlagenbetreibern bis zu den Übertragungsnetzbetreibern und eine Weitergabe der für die Netzbetreiber entstandenen Mehrkosten zu den letztverpflichteten Elektrizitätsversorgungsunternehmen (welche ihrerseits die Kosten auf den Letztverbraucher umlegen), vgl. §§ 34 bis 39 EEG i.V.m. §§ 1 bis 5 AusglMechV[746]. Um diesen sog. Mechanismus des bundesweiten Ausgleichs für die Akteure nachvollziehbar und zusammenhängend verständlich zu gestalten, statuieren die §§ 45 bis 52 EEG einen kettenartigen Informationsfluss.

---

[745] BMU, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 51.

[746] Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101).

9.1.1.1 Einführung

Im ersten Abschnitt des fünften Teils des EEG finden sich in den §§ 45 bis 52 EEG – von ihrer Natur her abgesehen von § 51 EEG zivilrechtliche Normen[747] – Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten. Die Vorschriften dienen – entsprechend der Bezeichnung des 5. Teils – der Transparenz im bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach den §§ 34 bis 39 EEG[748]. § 45 EEG enthält dabei die Grundverpflichtung zur Mitwirkung und gegenseitigen Information im Rahmen des bundesweiten Belastungsausgleichs[749]. Die §§ 46 bis 50 EEG regeln sodann die konkreten gegenseitigen Mitteilungspflichten der an der EEG-Kette beteiligten Akteure (Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, Elektrizitätsversorgungsunternehmen); § 51 normiert für die EEG-Akteure zudem bestimmte Mitteilungspflichten gegenüber der Bundesnetzagentur (BNetzA) und § 52 setzt Veröffentlichungspflichten für die Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber der Öffentlichkeit fest.

Seit Inkrafttreten der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV)[750] normiert § 7 Abs. 1 der Verordnung die entsprechende Anwendung des § 45 EEG für den Ausgleich nach §§ 1 bis 5 AusglMechV. Demgemäß unterliegt auch das neugeregelte Ausgleichsverhältnis zwischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreibern diesen Informationspflichten.

9.1.1.2 Grundsatz nach § 45 EEG

Gemäß § 45 S. 1 EEG sind Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, „einander die für den bundesweiten Ausgleich nach den §§ 34 bis 39 jeweils erforderlichen Daten, insbesondere die in den §§ 46 bis 50 genannten, unverzüglich zur Verfügung zu stellen“. Die Vorschrift bildet die Generalklausel für die gegenseitigen Informationspflichten[751]. Die für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten werden im Einzelnen in den folgenden Normen konkretisiert, insofern stellt aber die in § 45 S. 1 EEG enthaltene Formulierung „insbesondere“ klar, dass es sich dabei um eine nicht abschließenden Aufstellung der Mitteilungspflichten handelt[752]. Erforderlich im Sinne des § 45 S. 1 EEG sind überdies all jene Daten, die notwendig sind, um den bundesweiten Ausgleich nach den §§ 34 bis 39 EEG rechtmäßig durchführen zu können[753].

---

747 *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 45 Rn. 3.

748 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 45 Rn. 1.

749 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 45 Rn. 1.

750 Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101).

751 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 45 Rn. 4.

752 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 45 Rn. 4; *V. Oschmann*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 14a Rn. 9.

753 *V. Oschmann*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 14a Rn. 9 mit einer Übersicht bei Rn. 54 ff.

§ 45 S. 2 EEG ordnet die entsprechende Anwendung des § 38 EEG an. Demgemäß ist die Abrechnung von EEG-Mengen und Vergütungszahlen aus früheren Abrechnungsjahren ausnahmsweise möglich, sofern eine rechtskräftige Gerichtsentscheidung oder ein anderer vollstreckbarer Titel vorhanden ist[754]. Hierfür ordnet § 45 S. 2 EEG eine entsprechende Mitteilungspflicht an. Problematisch ist, ob sich diese Norm auch auf die rechtmäßige Beilegung eines außergerichtlichen Streits erstreckt[755]. Der Wortlaut sowie die Gesetzesbegründung zu § 38 EEG, die beide den Anwendungsbereich ausdrücklich auf vollsteckbare Titel begrenzen, könnten dem zwar entgegenstehen[756], jedoch wird in der Literatur ausgehend von der Gesetzesbegründung[757] eine entsprechend weite Auslegung befürwortet[758].

Von der Übermittlungspflicht sind gemäß § 45 S. 3 EEG Daten ausgenommen, die von dem nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG möglicherweise einzurichtenden Anlagenregister erfasst und veröffentlicht würden. Von dieser Verordnungsermächtigung ist bislang noch kein Gebrauch gemacht worden. Die bisherige Mitteilung der Anlagendaten soll aber jedenfalls geeignet sein, das noch nicht realisierte öffentliche Anlagenregister zumindest partiell zu ersetzen[759]. Von der konkreten Ausgestaltung der Verordnung nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 wird letztlich abhängen, in welchem Umfang eine Datenübermittlung nach den §§ 45 bis 52 EEG entbehrlich sein wird[760] (siehe näheres zum Anlagenregister in Abschnitt 9.2.2).

9.1.1.3 Die Mitteilungskette gemäß §§ 46 bis 50 EEG

Die §§ 46 ff. EEG konkretisieren den in § 45 EEG angelegten gegenseitigen Informationsfluss, der sich an der Kette des bundesweiten Ausgleichsmechanismus orientiert. Daneben hat der Anlagenbetreiber – wie oben aufgezeigt – aber auch alle übrigen für den bundesweiten Ausgleich notwendigen Informationen zu übermitteln.

9.1.1.3.1 Pflichten der Anlagenbetreiber, § 46 EEG

§ 46 EEG regelt die Mitteilungspflichten der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber. Gemäß § 46 Nr. 1 EEG hat der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber anlagenbezogene Daten über den Standort und die Leis-

---

754 BT-Drs. 16/8148, S. 68; *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 45 Rn. 10; *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 45 Rn. 8.

755 So die Gesetzesbegründung BT-Drs. 16/8148, S. 68 sowie zur Vorgängerregelung BT-Drs. 16/2455, S. 10.

756 Vgl. BT-Drs. 16/8148, S. 64: „Begrenzung auf vollstreckbare Titel".

757 BT-Drs. 16/8148, S. 68.

758 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 45 Rn. 9; im Ergebnis auch *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 46 Rn. 8.

759 *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 4 Rn. 4.

760 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 45 Rn. 11.

tung der Anlage[761] zur Verfügung zu stellen. Der Standort der Anlage ist der Ort, an welchem sich die Anlage befindet, insbesondere gekennzeichnet durch die Angabe der Adresse, des Flurstücks, des Ortsnamens und der Postleitzahl[762]. Der Leistungsbegriff ist in § 3 Nr. 6 EEG als „die elektronische Wirkleistung, die die Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen unbeschadet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen technisch erbringen kann“ legal definiert.

Der Mitteilungspflicht nach Nr. 1 Alt. 3 i.V.m. § 33 Abs. 2 EEG unterliegen auch Strommengen aus solarer Strahlungsenergie, die Anlagenbetreiber oder Dritte nachweislich in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbrauchen. Die im EEG 2009 neu aufgenommene Regelung trägt damit dem ebenfalls neuen Vergütungsanspruch für selbst genutzten Strom aus solarer Strahlungsenergie nach § 33 Abs. 2 EEG Rechnung[763] und soll damit eine Berücksichtigung des Selbstverbraucherpreises im Rahmen des bundesweiten Ausgleichs ermöglichen[764].

Da sich die ersten beiden Varianten der Nummer 1 auf alle Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien beziehen, erscheint es unsystematisch, dass Var. 3 eine Sonderregel für solare Strahlungsenergie beinhaltet. Zudem könnte der Eindruck entstehen, dass sich Nr. 1 (Standort, Leistung, Strommenge) nur auf die solare Strahlungsenergie bezieht und so Rechtsunklarheit hervorgerufen werden. Dies wird zudem durch die Spezialregelung zur Biomasse in Nr. 2 verstärkt. Die Sonderregelung für Strommengen nach § 33 Abs. 2 sollte daher – entsprechend der Biomasseregelung in Nr. 2 – eine eigenständige Nummer in § 46 EEG bilden. Ohnehin dürfte sich die Mitteilungspflicht nach § 46 Nr. 1 3. Var. EEG angesichts der Tatsache erübrigen, dass die selbst verbrauchten Strommengen bereits mitteilungspflichtige Daten nach § 46 Nr. 3 EEG sind, die für die Endabrechnung erforderlich sind.

Gemäß § 46 Nr. 2 EEG haben Biomasseanlagenbetreiber nach § 27 Abs. 1 S. 1 EEG dem Netzbetreiber bestimmte Einsatzstoffe[765] sowie die Angaben hinsichtlich der eingesetzten Technologien[766] mitzuteilen. Hierbei handelt es sich um eine rein deklaratorische Regelung, da die mitzuteilenden Einsatzstoffe und Technologien Anspruchsvoraussetzungen sind, die bereits nach allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen dem jeweiligen Netzbetreiber darzulegen sind[767].

Nach § 46 Nr. 3 EEG müssen dem Netzbetreiber „bis zum 28. Februar eines Jahres die für die Endabrechnung des Vorjahres erforderlichen Da-

---

761 Vgl. die Legaldefinition in § 3 Nr. 1 EEG.

762 BT-Drs. 16/8148, S. 68.

763 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 46 Rn. 8.

764 *H. Posser/S. Altenschmidt*, in: W. Frenz/J.-H. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 46 Rn. 4.

765 § 27 Abs. 2 Nr. 3, Abs. 4 Nr. 2 EEG.

766 § 27 Abs. 4 Nr. 1, 3 EEG.

767 BT-Drs. 16/8148, S. 68.

ten zur Verfügung“ gestellt werden. Umstritten sind allerdings die Rechtsfolgen bei Versäumnis dieser Frist. Mangels einschlägiger Rechtsprechung, werden in der Literatur im Wesentlichen drei Ansichten vertreten. Teilweise wird vertreten, § 46 Nr. 3 EEG normiere eine Ausschlussfrist, bei deren Versäumnis der Vergütungsanspruch für das Vorjahr entfalle[768]. Die gegenteilige Auffassung geht bei § 46 Nr. 3 EEG von einer bloßen Ordnungsfrist mit sanktionslosem Charakter aus[769]. Eine Vernachlässigung der Frist führe somit nicht zum Ausschluss des Anspruchs gegen den Netzbetreiber. Die Clearingstelle geht letztlich davon aus, dass dem Netzbetreiber die Einrede der Verjährung zusteht. Der Anspruch soll also weder entfallen noch gänzlich unberührt bleiben. Lediglich die Durchsetzung des Anspruchs soll gehemmt sein, sofern die Einrede erhoben wird[770].

Zuzustimmen ist der zweiten Ansicht, wonach der Vergütungsanspruch unberührt bestehen bleibt. Gegen einen absoluten Ausschluss des Anspruchs spricht die Unverhältnismäßigkeit des Ergebnisses, bei Vorliegen sämtlicher materieller Voraussetzungen nach den §§ 16 ff. EEG, die Vergütung aufgrund eines formalen, rein deklaratorischen Aspektes entfallen zu lassen[771]. Der Ansicht der Clearingstelle widersprechen hingegen zivilrechtliche, dogmatische Erwägungen. Bei dem Vergütungsanspruch und den Regelungen der Mitteilungspflichten handelt es sich um zwei voneinander unabhängige gesetzliche Schuldverhältnisse; eine von §§ 194 ff. BGB abweichende Regelung wird jedenfalls nicht ausdrücklich angeordnet und ergibt sich auch für den Rechtsanwender bei Lektüre nicht aus dem EEG. Ferner wurde etwa in § 16 Abs. 5 EEG ausdrücklich ein Vergütungsausschluss bei Verletzung einer Nebenpflicht normiert, so dass hier davon auszugehen ist, dass unterschiedliche Rechtsfolgen eintreten sollen. Dass ein Pflichtverstoß im einen Schuldverhältnis zu einem Rechtsverlust in einem anderen Schuldverhältnis führt, ist im Zivilrecht unüblich und hätte einer ausdrücklichen Normierung bedurft.

9.1.1.3.2 Pflichten der Netzbetreiber, § 47 EEG

§ 47 EEG regelt – für die zweite Stufe des Belastungsausgleichs nach den §§ 34 f. EEG – die Mitteilungspflichten der Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind (Verteilnetzbetreiber), gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern. In systematischer Hinsicht wird die Grundregel in Abs. 1 durch nähere – nicht abschließende – Festlegungen hinsichtlich der zu übermittelnden Daten in Abs. 2 konkretisiert.

---

768 *C. Brodowski*, Der Belastungsausgleich im Erneuerbare-Energien-Gesetz und im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz im Rechtsvergleich, 1. Aufl. 2007, S. 125; S. *Tüngler*, et 2005, S. 101, 103.

769 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 46 Rn. 20; *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 46 Rn. 7; *V. Oschmann*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 14a Rn. 9; *V. Oschmann*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 14a Rn. 11.

770 Clearingstelle EEG, Jahresbericht 2008, S.43.

771 *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 46 Rn. 7.

Nach § 47 Abs. 1 Nr. 1 EEG sind die Verteilnetzbetreiber „verpflichtet, die von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern erhaltenen Angaben nach § 46, die tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen sowie die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich, nach dem sie verfügbar sind, zusammengefasst mitzuteilen“. Unverzüglich bedeutet ohne schuldhaftes Zögern[772]; bei Verletzung dieser Pflicht können Schadensersatzansprüche gemäß § 280 BGB drohen[773]. Den Pflichten wird durch eine aggregierte, d.h. eine nach Paragraphen und Vergütungskategorien zusammengefasste Mitteilung der Vergütungszahlen und eingespeisten Energiemengen Genüge getan[774]; dies gilt allerdings nicht für die anlagenscharf zu meldenden Anlagenstammdaten.

Weiterhin verpflichtet § 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG die Netzbetreiber „bis zum 31. Mai eines Jahres mittels Formularvorlagen, die der Übertragungsnetzbetreiber auf seiner Internetseite zur Verfügung stellt, in elektronischer Form die Endabrechnung für das Vorjahr sowohl für jede einzelne Anlage als auch zusammengefasst vorzulegen“. Die 3-Monats-Frist soll es den Netzbetreibern ermöglichen, bei der Vorlage der Endabrechnung die Testierung durch einen Wirtschaftsprüfer oder einen Buchprüfer vorzulegen (vgl. § 50 EEG)[775]. Da im Rahmen von Nr. 2 die Daten für jede einzelne Anlage gesondert mitzuteilen sind, sind zur Vereinfachung des Verfahrens die auf den Internetseiten der ÜNB zur Verfügung gestellten Formularvorlagen zu verwenden[776]. Um dieses Verfahren zu verbessern und die Datenabfrage weiter zu vereinheitlichen, sollten die vier Übertragungsnetzbetreiber für die Datenabfrage eine einheitliche Formatvorlage (etwa in Form einer Online-Eingabemaske) verwenden, da die Verteilnetzbetreiber die Daten auch an die BNetzA und unter Umständen an andere Übertragungsnetzbetreiber weitermelden müssen.

Durch die in HS. 2 geregelte entsprechende Anwendung von § 19 Abs. 2 und Abs. 3 kann der Netzbetreiber Strom aus mehreren Generatoren, die gleichartige Erneuerbare Energien einsetzen (§ 19 Abs. 2 S. 1 EEG) oder aus mehreren Windenergieanlagen, die über eine gemeinsame Messeinrichtung verfügen (§ 19 Abs. 3 EEG), gemeinsam erfassen[777]. Dennoch bleibt gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 EEG für die Berechnung der Vergütung die Leistung jeder einzelnen Anlage maßgeblich. Diese Regelung ist auch im Bereich des § 47 Abs. 1 Nr. 2 HS. 2 zu beachten, weswegen eine Zuordnung zu den einzelnen Anlagen erforderlich ist[778].

---

772 *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 47 Rn. 6.

773 *V. Oschmann*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 14a Rn. 26.

774 BT-Drs. 16/8148, S. 69.

775 BT-Drs. 16/8148, S. 69.

776 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 47 Rn. 9.

777 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 47 Rn. 10.

778 *V. Oschmann*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 14a Rn. 28; *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 47 Rn. 10.

§ 47 Abs. 2 EEG konkretisiert die für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten. Die Formulierung „insbesondere“ verdeutlicht, dass es sich hierbei um einen nicht abgeschlossenen Katalog handelt. Vielmehr sind nach Abs. 1 alle für den bundeweiten Ausgleich erforderlichen Daten mitzuteilen.

Mitzuteilen sind nach Nr. 1 die Spannungsebene, wobei nach Höchstspannungs- (220 kV bis 380 kV), Hochspannungs- (50 kV bis 150 kV), Mittelspannungs- (6 kV bis 30 kV) und Niederspannungsnetzen (230 V) differenziert wird[779]. Hiermit sollen Rückschlüsse auf die Netz- und Erzeugungsstruktur ermöglicht werden und die nach § 47 Abs. 2 Nr. 2 EEG mitzuteilenden vermiedenen Netzentgelten nachvollziehbar gemacht werden[780].

Gemäß § 47 Abs. 2 Nr. 3 EEG ist anzugeben, inwieweit der Netzbetreiber die Energiemengen von einem nachgelagerten Netz abgenommen hat. Dies ist erforderlich, weil die vom Netzbetreiber in den bundesweiten Ausgleich eingestellte Energiemenge entweder aus Anlagen stammen kann, die direkt an sein Netz oder an ein seinem Netz nachgelagerten Netz angeschlossen sind[781]. Zur Nachvollziehbarkeit der Abrechnungen ist daher eine entsprechende Unterscheidung erforderlich.

Schließlich ist nach Abs. 2 Nr. 4 anzugeben, inwieweit der Netzbetreiber die Energiemengen nach Nr. 3 an Letztverbraucher, Netzbetreiber oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen abgegeben oder sie selbst verbraucht hat. Die Vorschrift dient ebenfalls der Transparenz der Abrechnungen, da alle Stromab- und -zuflüsse dargelegt werden, um die für den Wälzungsmechanismus angegebenen Zahlen besser überprüfen zu können[782].

9.1.1.3.3 Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber, § 48 EEG

§ 48 regelt die Informationspflichten der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber der Öffentlichkeit und den Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Gemäß § 48 Abs. 1 EEG gilt § 47 EEG für die Übertragungsnetzbetreiber entsprechend „mit der Maßgabe, dass die Angaben und die Endabrechnung nach § 47 Abs. 1 EEG für Anlagen, die unmittelbar oder mittelbar nach § 8 Abs. 2 an ihr Netz angeschlossen sind, auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen sind“. Hierdurch soll die Transparenz des bundesweiten Ausgleichs für die Öffentlichkeit hergestellt werden. Gleichzeitig bilden die

779 *V. Oschmann*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 14a Rn. 31.

780 *V. Oschmann*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 14a Rn. 31.

781 *V. Oschmann*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 14a Rn. 33.

782 BT-Drs. 16/8148, S. 69.

Informationen die Grundlage für den Ausgleich der Übertragungsnetzbetreiber untereinander[783].

Gemäß § 48 Abs. 2 Nr. 1 und 2 EEG haben die Übertragungsnetzbetreiber überdies die Pflicht den Elektrizitätsversorgungsunternehmen die zu vergütenden Energiemengen mitzuteilen und diesen bis zum 31. Juli des Jahres die Endabrechnung für das Vorjahr vorzulegen. Überdies müssen die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 48 Abs. 2 Nr. 2 S. 2 EEG für die Ermittlung der auszugleichenden Energiemengen und der EEG-Umlage die in § 47 Abs. 2 EEG aufgelisteten Informationen vorlegen. Dies soll sicherstellen, dass die EVU über alle erforderlichen Angaben hinsichtlich der auszugleichenden Energiemengen und Vergütungszahlungen verfügen und auch auf ihrer Seite eine möglichst hohe Nachvollziehbarkeit und Transparenz besteht[784]. Gemäß § 7 Abs. 2 AusglMechV gelten diese Verpflichtungen für die EEG-Umlage entsprechend.

9.1.1.3.4 Pflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, § 49 EEG

Schließlich regelt § 49 EEG die Mitteilungspflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der vierten Stufe des Belastungsausgleichs[785]. Hiernach besteht für die EVU die Pflicht, ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich die an ihre Letztverbraucher gelieferte Energiemenge elektronisch mitzuteilen und bis zum 31. Mai eines Jahres die Endabrechnung für das Vorjahr vorzulegen. Dies ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern, den EEG-Strom auf Basis der an die Letztverbraucher gelieferten Strommengen gleichmäßig horizontal unter den Übertragungsnetzbetreibern zu verteilen (§ 36 Abs. 2 EEG).

9.1.1.3.5 Testierung, § 50 EEG

Gemäß § 50 EEG können Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen verlangen, dass die Endabrechnungen nach §§ 47 Abs. 1 Nr. 1, 48, 49 EEG bei Vorlage durch eine Wirtschaftprüferin, einen Wirtschaftsprüfer, eine vereidigte Buchprüferin oder einen vereidigten Buchprüfer bescheinigt werden. Nach § 7 Abs. 2 AusglMechV gilt diese Verpflichtung für die EEG-Umlage entsprechend.

§ 50 EEG bietet damit allen ab der zweiten Stufe am Ausgleichssystem beteiligten Netzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen das Recht, von jedem anderen beteiligten Elektrizitätsversorgungsunternehmen und allen Netzbetreibern eine Testierung ihrer Endabrechnung zu

---

783 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 48 Rn. 3; *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 48 Rn. 1.

784 *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 48 Rn. 9; *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 48 Rn. 9.

785 *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 49 Rn. 1.

verlangen[786]. Es handelt sich um einen einklagbaren Anspruch, der vor Zivilgerichten geltend gemacht werden kann[787]. Bescheinigt werden die vergüteten Strommengen, die gezahlten Vergütungen und die vermiedenen Netzentgelte, wobei insbesondere die korrekte Erfassung dieser Daten geprüft werden muss. Es werden jedoch nicht sämtliche gestellten Abrechnungen vollständig, sondern lediglich stichprobenartig überprüft[788]. Die Testierung trägt der Richtigkeit und Transparenz der Endabrechnung Rechnung und flankiert damit die Ausgleichsansprüche der Beteiligten untereinander[789]. Ziel der Norm ist damit die Verbesserung und Verlässlichkeit von Endabrechnungen, die als Grundlage für den bundesweiten Ausgleich (§§ 34 ff. EEG) dienen. Die Pflicht zur Testierung besteht nur auf Verlangen, was aber keiner besonderen Begründung bedarf[790]. Die Nachweisenden können den Prüfer dabei frei bestimmen, sodass die andere Partei kein Ablehnungsrecht hat[791].

9.1.1.3.6 Information der Bundesnetzagentur, § 51 EEG

§ 51 EEG regelt die Informationspflichten gegenüber der BNetzA. (Übertragungs-)Netzbetreiber, Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie Anlagenbetreiber werden verpflichtet, verschiedene Angaben und Daten elektronisch an die BNetzA zu übermitteln. Hierdurch sollen der BNetzA alle für die Erfüllung ihrer Aufsichtspflichten nach §§ 61 f. EEG erforderlichen Daten verschafft werden[792]. Durch die Datenmeldung wird es der BNetzA theoretisch ermöglicht, sämtliche Stufen des bundesweiten Ausgleichs im Interesse des Verbraucherschutzes nachzuvollziehen[793]. Durch die hiermit geschaffene Datenbasis gewinnen die Daten zudem eine gewisse Publizität, so dass auch dem Informationsbedürfnis der Öffentlichkeit und der staatlichen Überwachung Rechnung getragen wird[794]. Zwar ist das EEG grundsätzlich zivilrechtlich ausgestaltet, da es die Rechtsbeziehungen von Privatpersonen untereinander regelt. Dennoch wurde befürchtet, dass es bei der Umsetzung des EEG, insbesondere bei der Wei-

---

786 BT-Drs. 16/8148, S. 69.

787 *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 50 Rn. 6.

788 *H. Posser/ S. Altenschmidt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, § 50 Rn. 5; *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 50 Rn. 8; *P. Salje*, EEG-Kommentar, 5. Aufl. 2009, §50 Rn. 8.

789 *V. Oschmann*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 14a Rn. 46; *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 50 Rn. 6

790 *P. Salje*, EEG-Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 50 Rn. 5.

791 *P. Salje*, EEG-Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 50 Rn. 5; *H. Posser/ S. Altenschmidt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, § 50 Rn. 3; *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 50 Rn. 7.

792 *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 51 Rn. 1; *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 51 Rn. 1 und 5.

793 BT-Drs. 16/8148, S. 70; BR-Drs. 427/06, S. 19; *H. Posser/S. Altenschmidt*, in: W. Frenz/J.-H. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 51 Rn. 1; *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 51 Rn. 3.

794 *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 51 Rn. 1.

tergabe der entstehenden Kosten an Letztverbraucher zu Rechtsverstößen käme, die eine staatliche Überwachung erforderlich machen[795].

Gemäß § 51 Abs. 1 HS. 1 EEG sind Netzbetreiber „verpflichtet, die Angaben, die sie nach § 46 von den Anlagenbetreiberinnen oder -betreibern erhalten, die Angaben nach § 47 Abs. 2 Nr. 1 und die Endabrechnungen nach § 47 Abs. 1 Nr. 2 und § 48 Abs. 2 Nr. 2 einschließlich der zu ihrer Überprüfung erforderlichen Daten zum Ablauf der jeweiligen Fristen der BNetzA in elektronischer Form vorzulegen". Der Verweis auf § 48 EEG und die Legaldefinition in § 3 Nr. 8 EEG verdeutlichen, dass Netzbetreiber im Sinne des § 51 EEG auch Übertragungsnetzbetreiber sind.

Im Einzelnen betrifft dies folgende Angaben[796]:

- Weitergabe der Anlagenbetreiberdaten nach § 46 EEG (Standort, Anlagenleistung, Selbstverbrauchsmengen nach § 33 Abs. 2 EEG, Einsatzstoffe und Technologie nach § 27 EEG, Endabrechnungen der Anlagenbetreiber)
- Angabe der Spannungsebene, an die die Anlage angeschlossen ist (§ 47 Abs. 2 Nr. 1 EEG)
- Die dem Netzbetreiber nach § 46 Nr. 3 EEG bis zum 28. Februar eines Jahres zur Verfügung gestellten, für die Endabrechnung des Vorjahres erforderlichen Daten
- Endabrechnungen nach §§ 47 Abs. 1 Nr. 2, 48 Abs. 2 Nr. 2 EEG
- Die an Letztverbraucher gelieferte Energiemenge und die bis zum 31. Mai vorzulegende Endabrechnung nach § 49 EEG
- Durchschnittliche Strombezugskosten, soweit Differenzkosten (§ 53 EEG) nach § 54 EEG abgerechnet werden

Nach § 51 Abs. 1 HS. 2 EEG werden die Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, die Angaben nach § 49 EEG und, im Falle der Abrechnung der Differenzkosten nach Maßgabe des § 54 Abs. 1 EEG, die jeweils in Ansatz zu bringenden Strombezugskosten pro Kilowattstunde zu übermitteln. Gemäß § 7 Abs. 3 AusglMechV gilt diese letztere Verpflichtung bei Angabe der EEG-Umlage als erfüllt.

Im Rahmen des § 51 Abs. 1 S. 1 EEG ist unklar, bis zu welchem Zeitpunkt die Netzbetreiber zur Übermittlung der Daten der Anlagenbetreiber verpflichtet sind. Je nach Auslegung kann entsprechend § 47 Abs. 1 Nr. 1 EEG eine unverzügliche Weitermeldungspflicht angenommen werden oder es soll die in § 46 Nr. 3 EEG niedergelegte Frist für die Endabrechnungsdaten (28. Februar des Folgejahres) gelten. Hier wäre eine gesetzliche Regelung sinnvoll. Darüber hinaus wäre eine § 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG entsprechende Regelung hilfreich, nach welcher die Anlagenbetreiber zur

---

795 BT-Drs. 16/2455 S. 7; *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 51 Rn. 6.

796 Vgl. etwa *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 51 Rn. 6.

Nutzung von Formularvorlagen verpflichtet sind, die der Verteilnetzbetreiber auf seiner Internetseite veröffentlicht. Hierdurch wird den Netzbetreibern eine entsprechende Aufbereitung der Daten erspart und eine unverzügliche Meldung an die BNetzA würde ermöglicht[797].

Die Anlagenbetreiber trifft ebenfalls eine Mitteilungspflicht gegenüber der BNetzA[798]. Nach § 51 Abs. 2 EEG sind sie verpflichtet, der BNetzA die Strommenge mitzuteilen, für welche sie keine EE-Vergütung in Anspruch genommen, sondern ihn an Dritte veräußert haben. Die entsprechende Information muss der BNetzA bis zum 31. Mai eines Jahres in elektronischer Form mitgeteilt werden. Sinn und Zweck der Norm ist es, den gesamten aus Erneuerbaren Energien produzierten Strom nachvollziehen zu können, wenngleich er auch vom bundesweiten Ausgleichsmechanismus ausgenommen ist[799]. Die Vorschrift betrifft damit etwa die Konstellation der Direktvermarktung nach § 17 Abs. 1 und 2 EEG[800]. Der Umfang der direkt abgesetzten EE-Strommengen wird somit erfassbar[801]. In diesem Zusammenhang weist die BNetzA auf das Problem hin, dass die Datenmenge hier möglicherweise unvollständig ist. Die BNetzA hat keine Möglichkeit, von direkt vermarktenden Anlagen zu erfahren, die sich nicht aktiv bei der BNetzA melden; überdies fehlen ihr Sanktionsmöglichkeiten. Zwar hat die BNetzA nach § 61 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG die Meldepflichten auch der Anlagenbetreiber nach § 51 Abs. 2 EEG zu überwachen. Auch die Belegung mit Sanktionen sollte über § 62 Abs. 1 Nr. 2 EEG möglich sein. Allerdings ist hier von praktischen Schwierigkeiten bezüglich der Überwachung auszugehen, da die BNetzA einfach keine Kenntnis über nichtmeldende Anlagenbetreiber erlangt, und insofern auch keine Maßnahmen zur Durchsetzung der Meldepflichten vornehmen kann (siehe auch die Empfehlung der BNetzA unter 9.1.9). Hier wird seitens der BNetzA vorgeschlagen, die Direktvermarktungsdaten im Rahmen der Wälzungsdatenerhebung durch die Netzbetreiber zu erfassen, so dass diese die Daten an die BNetzA weiterleiten (siehe auch unten 9.1.1.3.8). Es ist zu prüfen, ob diese Empfehlung geeignet ist, die mangelhafte Datenverfügbarkeit bezüglich der Direktvermarktungsdaten zu verbessern. Zunächst bedeutet es für die Verteilnetzbetreiber einen zusätzlichen Mehraufwand, die Daten zu erheben, aufzubereiten und an die BNetzA weiterzuleiten. Sie selbst stehen aber in keiner anderen Beziehung zur Direktvermarktung, als dass sie die technische Infrastruktur zur Weiterleitung des Stroms zur Verfügung stellen müssen. Insofern ist diese weitere Indienstnahme der Netzbetreiber unter dem Gesichtspunkt ihrer Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 S. 1 GG zu prüfen, wenngleich sie aufgrund des Bedürfnisses nach einer akkuraten Datenerfassung der Direktvermarktung rechtfertigbar sein dürfte. Für

---

797 *C. Kahle,* in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 51 Rn. 10; *U. Jacobshagen/J. Vollprecht*, IR 2008, S. 344, 345.

798 Vgl. hierzu die Stellungnahme der BNetzA unter 9.1.1.3.8

799 In diese Richtung auch *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 51 Rn. 14.

800 *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Auf. 2009, § 51 Rn. 10.

801 *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Auf. 2009, § 51 Rn. 11.

eine solche Modifizierung des Meldeflusses spricht, dass die bisherige Direktmeldung der Anlagenbetreiber an die BNetzA im System der §§ 45 bis 52 EEG einen Fremdkörper darstellt, da nicht der übliche – etablierte – Kommunikationsweg über die Netzbetreiber gewählt wird. Die BNetzA führt hierzu aus, dass die Kommunikation mit den Anlagenbetreibern in der Praxis Probleme mit sich bringt. Darüber hinaus liegen die Daten über die Direktvermarktung ohnehin bei den Verteilnetzbetreibern vor und werden auch durch die BNetzA über den entsprechenden Erhebungsbogen abgefragt[802]. Sofern die Daten aufgrund einer einheitlichen Formularvorlagenabfrage aufbereitet an die BNetzA ohne Mehraufwand weitergeleitet werden können, erscheint es sinnvoll, diese Praxis gesetzlich festzuschreiben. Wenn die BNetzA hierdurch belastbares Datenmaterial über die Direktvermarktung erhält, kann damit einhergehend die Meldepflicht der Anlagenbetreiber gemäß § 51 Abs. 2 EEG gestrichen werden.

Der gemäß Art. 12 Abs. 1 GG verfassungsrechtlich gebotene Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen[803] verbietet eine Weitergabe der Informationen nach § 51 Abs. 2 EEG an in § 51 Abs. 3 EEG nicht genannte Ministerien. Es wird vertreten, dass eine Veröffentlichung nur kumuliert, also statistisch zusammengefasst, zulässig sei[804]. Jedenfalls wäre hierfür eine Gesetzesgrundlage erforderlich.

Stellt die BNetzA für die nach Abs. 1 und 2 zu übermittelnden Daten eine Formularvorlage zur Verfügung, so verpflichtet § 51 Abs. 3 S. 1 EEG die Mitteilungsverpflichteten zur Verwendung dieser Vorlagen. Hierdurch werden die Einrichtung einer ständig aktualisierbaren Datenbank und Abgleiche auf Plausibilität ermöglicht[805]. Seit April 2010 sind die entsprechenden Erhebungsbögen für 2009 auf der Webseite der BNetzA verfügbar[806] und somit zu verwenden.

Gemäß § 51 Abs. 3 S. 2 EEG stellt die BNetzA die Daten nach Abs. 1 und 2 dem BMU und dem BMWi für statistische Zwecke sowie für die Evaluation des EEG und die Berichterstattung nach § 65 EEG zur Verfügung. Hierbei ist nach der Gesetzesbegründung auch eine Weitergabe an Dritte zur Erfüllung statistischer Zwecke möglich[807]. Dies ist im Hinblick auf den Datenschutz unbedenklich, soweit die Daten kumuliert weitergegeben

---

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErhebungVonUnterErhebungVonU/DatenerhebungEEG/DatenerhebungEEG_node.html (Stand Oktober 2010).

803 Vgl. BVerfG, NVwZ 2006, 1041, 1042; *H. Jarass*, in: ders./B. Pieroth (Hrsg.), GG Kommentar, 9. Aufl. 2007, Art. 12 Rn. 8.

804 *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Auf. 2009, § 51 Rn. 11.

805 *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Auf. 2009, § 51 Rn. 13.

806 http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErhebungVonUnternehmensdaten/DatenerhebungEEG/DatenerhebungEEG_node.html (Stand Mai 2010).

807 BT-Drs. 16/8148, S. 70.

werden, ohne dass konkrete Rückschlüsse auf bestimmte Unternehmen möglich sind[808].

Die BNetzA erhält also sämtliche im Wälzungsmechanismus relevanten Daten. Sie veröffentlicht auf der Grundlage der an sie übermittelten Daten einen Statistikbericht[809], ohne allerdings hierzu gesetzlich verpflichtet zu sein. Nach eigener Aussage ist dies notwendig geworden, um dem großen Informationsinteresse der Akteure an EEG-Daten Rechnung zu tragen. Der Statistikbericht enthält überblicksartig Daten zu Zuwachsraten, Einspeisungen, installierten Leistungen zu den Sparten, durchschnittlichen Einspeisevergütungen und Letztverbaucherabsätzen. Er erhöht zwar für die Rückschau die Transparenz im System des EEG, ist aber aufgrund der zeitlichen Verzögerung nur bedingt geeignet, einen jeweils aktuellen Einblick in den Wälzungsmechanismus zu geben und somit ein zeitnahes Monitoring zu ermöglichen.

9.1.1.3.7 Information der Öffentlichkeit, § 52 EEG

§ 52 Abs. 1 EEG verpflichtet die Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen „auf ihren Internetseiten die Angaben nach den §§ 45 bis 49 unverzüglich nach ihrer Übermittlung und einen Bericht über die Ermittlung der von ihnen nach den §§ 45 bis 49 mitgeteilten Daten unverzüglich nach dem 30. September eines Jahres zu veröffentlichen und bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten“. Die Veröffentlichung vor allem der für den bundesweiten Belastungsausgleich relevanten Daten dient der Information der Öffentlichkeit und der Transparenz des Systems der Strom- und Kostenwälzung[810]. Die Transparenz betrifft dabei insbesondere die Berechnungsgrundlagen der gegenüber EVUs und von diesen gegenüber Letztverbrauchern geltend gemachten EEG-Umlage[811]. Dadurch kann auch unberechtigten Vorwürfen hinsichtlich Missbrauchs und überhöhter Zahlungen auf allen Ebenen des Gesetzes entgegnet werden[812]. Die BNetzA hat die Veröffentlichungspraxis gemäß § 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG zu überwachen. Sie prüft allerdings lediglich, ob eine Veröffentlichung und Vorlage erfolgt ist; eine umfassende Überprüfung der Richtigkeit der Daten soll nach dem Willen des Gesetzgebers nicht stattfinden[813]. Die Daten sind nach § 52 Abs. 1 EEG ab dem 30. September nur bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten, d.h. dauerhaft im Internet einsehbar zu veröffentlichen. Anschließend sind die Daten nicht mehr verfügbar. Zur verbesserten Information der Öffentlichkeit sollten die Netzbetreiber und Elektrizi-

808 S. auch *P. Salje,* EEG Kommentar, § 51 Rn. 15.

809 http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VeroeffentlichungZahlenEEG_Basepage.html (Stand Mai 2010).

810 *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 52 Rn. 1.

811 BT-Drs. 16/2455, S. 11; *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 52 Rn. 1

812 BT-Drs. 16/8148, S. 71; BT-Drs. 16/2455, S. 11.

813 BT-Drs. 16/8148, S. 71.

tätsversorgungsunternehmen die Veröffentlichungen für eine längere Periode vorzuhalten verpflichtet werden.

Die Veröffentlichungspflicht nach § 52 EEG betrifft die verpflichteten Unternehmen in ihrer Berufsfreiheit aus Art. 12 Abs. 1 S. 2 GG. Der Gesetzgeber hat diesen Umstand im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens erkannt[814]. Die Freiheit der Berufsausübung im Sinne des Art. 12 Abs. 1 S. 2 GG schützt die gesamte berufliche Tätigkeit, insbesondere Form, Mittel und Umfang und gegenständliche Ausgestaltung der Betätigung[815]. Hierzu zählt auch der Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen[816]. Durch die Pflichten nach § 52 EEG müssen insbesondere Elektrizitätsversorgungsunternehmen zeitnah Daten zu ihrem Stromabsatz offenlegen. Die Veröffentlichung ermöglicht im gewissen Umfang das Ablesen von Marktstrategien und Kundenzahlenentwicklungen und offenbart insofern Betriebsgeheimnisse[817].

Der Eingriff ist jedoch verhältnismäßig und somit gerechtfertigt[818]. Er verfolgt den legitimen Zweck – wie in § 52 Abs. 2 EEG umschrieben – sachkundige dritte Personen in die Lage zu versetzen, ohne Weiteres die ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlen vollständig nachvollziehen zu können. Hierdurch soll Transparenz im Rahmen des bundesweiten Ausgleichs geschaffen werden[819]. Die Verpflichtungen nach § 52 EEG sind geeignet, diesen Zweck zu erfüllen. Sie müssen auch erforderlich, also das relativ mildeste, gleichsam effektive Mittel darstellen[820]. Bei der Wahl des Eingriffsmittels kommt dem Gesetzgeber ein weiter Einschätzungsspielraum zu[821]. In Betracht kämen hierbei zum einen die Erweiterung der Überprüfungskompetenzen der BNetzA und zum anderen die generelle Überprüfung durch Verbraucherschutzverbände oder ein umfassendes und dynamisches Anlagenregister, in dem die Anlagenbetreiber selbst zur Veröffentlichung verpflichtet wären. Alle Alternativen erachtet der Gesetzgeber zwar als weniger schwerwiegende, aber eben auch als weniger effektive Eingriffsmittel[822]. Insofern durfte der Gesetzgeber von der Erforderlichkeit der Pflichten nach § 52 EEG ausgehen.

---

814 BT-Drs. 16/8148, S. 70.

815 *H. Jarass*, in: ders./B. Pieroth (Hrsg.), GG Kommentar, 9. Aufl. 2007, Art. 12 Rn. 8.

816 BVerfG, NVwZ 2006, S. 1041, 1042; *H. Jarass*, in: ders./B. Pieroth (Hrsg.), GG Kommentar, 9. Aufl. 2007, Art. 12 Rn. 8; *H.-A. Wolf,* NJW 1997, S. 98, 101.

817 BT-Drs. 16/8148, S. 70.

818 BT-Drs. 16/8148, S. 70; *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 52 Rn. 6; wohl auch *V. Oschmann/A. Rostankowski*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 15 Rn. 29; *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Auf. 2009, § 52 Rn. 15.

819 BT-Drs. 16/8148, S. 71.

820 BVerfGE 53, 1,135, 145; 69, 209, 218 f.; 106, 216, 219.

821 BVerfGE 102, 179, 218; 109, 64, 85; S. *Huster/J. Rux*, in: V. Epping/C. Hillgruber (Hrsg.), GG Kommentar, 1. Aufl. 2009, Art. 20 Rn. 183.1.

822 BT-Drs. 16/8148, S. 71.

Schließlich muss der Eingriff angemessen sein, d.h. Art und Intensität der Freiheitsbeeinträchtigung dürfen nicht außer Verhältnis zu dem Rechtsgut stehen, dessen Schutz der Zweck des Eingriffes ist[823]. Der Gesetzesbegründung ist dahingehend zu folgen, dass das Interesse der Verbraucher, die letztlich von ihnen zu tragenden Kosten des EEG, vollständig und transparent nachvollziehen zu können, überwiegt[824]. Demgegenüber muss das Interesse der Veröffentlichungspflichtigen an der Wahrung ihrer Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zurückstehen. Hierbei ist zu beachten, dass die zu veröffentlichenden Daten lediglich indirekt Auskunft über Geschäftsstrategien und Wettbewerbsstand geben dürften. Darüber hinaus geht der Gesetzgeber bei den Netzbetreibern von einer geringen Eingriffsintensität aus, da die entsprechenden Daten über Strom- und Vergütungsmengen ohnehin derartig aufbereitet werden müssen, dass sie veröffentlichungsfähig sind[825]. Letztlich stünden die Pflichten im Interesse aller Beteiligten, da nur so unberechtigten Vorwürfen hinsichtlich Missbrauchs und überhöhter Zahlungen entgegnet werden kann[826].

Gemäß § 52 Abs. 2 EEG müssen die Angaben und Berichte sachkundige dritte Personen in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen vollständig nachvollziehen zu können. Sachkundig ist hierbei, wer über eine gewisse Grundkenntnis über die Materie verfügt; Spezialkenntnisse oder Hintergrundwissen dürfen nicht erforderlich sein[827]. Der Bundesrat hatte aus Gründen des Verbraucherschutzes im Gesetzgebungsverfahren angeregt, dass die Veröffentlichung auch dem Haushaltskunden ohne Weiteres verständlich sein solle[828]. Hierzu hätte es einer entsprechenden Spezifizierung in § 52 Abs. 2 EEG bedurft. Die Bundesregierung verwarf diesen Vorschlag mit dem Hinweis auf § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG, wonach die Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf ihren Rechnungen den Anteil der einzelnen Energieträger – also auch der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien – am Gesamtenergieträgermix auszuweisen haben[829]. Dem könnte allerdings entgegnet werden, dass die Ausweisung des Energiemixes mit der Veröffentlichung der Daten zu den Strom- und Vergütungsmengen zur Nachvollziehbarkeit des bundesweiten Ausgleichs nicht vergleichbar ist und insoweit von einem Missverständnis auszugehen ist[830].

---

823 *H. Jarass*, in: ders./B. Pieroth (Hrsg.), GG Kommentar, 9. Aufl. 2007, Art. 12 Rn. 35 f.; S. *Huster/J. Rux*, in: V. Epping/C. Hillgruber (Hrsg.), GG Kommentar, 1. Aufl. 2009, Art. 20 Rn. 184.

824 BT-Drs. 16/8148, S. 71.

825 BT-Drs.. 16/8148, S. 71.

826 BT-Drs. 16/8148, S. 71.

827 *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 52 Rn. 6.

828 BT-Drs.. 16/8148, S. 90.

829 BT-Drs. 16/8393, S. 3.

830 So *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Auf. 2009, § 52 Rn. 2.

Sinnvoll erscheint eine Erweiterung des § 52 EEG unter Einbeziehung der BNetzA in den Kreis der Veröffentlichungspflichtigen. Bislang sammelt die BNetzA sämtliche Daten im Wälzungssystem über § 51 EEG und veröffentlicht sie auf freiwilliger Basis kumuliert in einem Statistikbericht. Eine Veröffentlichung der Daten sämtlicher Akteure wäre grundsätzlich positiv zu sehen, wenn diese zentral und (Anlagen-, Netz- und Übertragungsnetz-) betreiberscharf dargestellt und öffentlich zugänglich wäre. So könnte dem großen Informationsinteresse der Akteure nach EEG-Daten effektiv nachgekommen werden; dieses Bedürfnis spiegelt sich zudem in dem von der BNetzA veröffentlichten Statistikbericht, der es aber nur unzureichend befriedigen kann.

Eine zentrale Veröffentlichung und jeweils betreiberscharfe Darstellung dürfte auch im Hinblick auf die grundrechtliche Relevanz der Veröffentlichungspflichten nach § 52 EEG keine neue Bewertung erforderlich machen, da die hier in Frage stehenden Daten ohnehin auf den Seiten der Netzbetreiber – nicht zentral, sondern zumindest verteilt – abrufbar sind. Auch die Mitveröffentlichung der Direktvermarktungsmengen der Anlagenbetreiber wäre im Hinblick auf Art. 12 Abs. 1 GG unproblematisch, sofern nicht schutzwürdige Informationen über die unternehmerische Tätigkeit der Anlagenbetreiber veröffentlicht würden.

Zwar würde die Veröffentlichung der an die BNetzA gelieferten Daten die Transparenz im Wälzungssystem erhöhen, allerdings nur retrospektiv und mit einer erheblichen zeitlichen Verzögerung[831]. Ein zeitnahes Monitoring der Wirkungen des EEG und des Wälzungsmechanismus würden somit aber nicht ermöglicht. Hier würde vielmehr ein ständig aktualisierbares und öffentlich einsehbares Anlagenregister mehr Transparenz herstellen (siehe hierzu unten 9.2.2.; 9.2.3).

9.1.1.3.8 Äußerungen der BNetzA zu den Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

Die BNetzA schlägt dagegen eine erhebliche Reduzierung des Umfangs der Meldepflichten vor. Für die ÜNB soll eine anlagenscharfe Meldung gegenüber der BNetzA gänzlich entfallen und stattdessen durch eine einheitliche, vollständige Veröffentlichung der Stamm- und Bewegungsdaten im Internet (durch die ÜNB) ersetzt werden (zu Veröffentlichungen durch ÜNB siehe 9.2.4.7).

Im Zuge dessen sollen die Verteilnetzbetreiber nur noch die Kerndaten des Wälzungsmechanismus weitergeben, wie eingespeiste Jahresarbeit und gezahlte Vergütungen. Nach Auffassung der BNetzA sollen die Meldepflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 51 Abs. 1 2. HS EEG gänzlich entfallen, da ihr Informationsgehalt gering sei und von der BNetzA stattdessen auf vollständigere Angaben der ÜNB zurückgegriffen wird.

---

[831] Zum Vergleich: der Statistikbericht für das Jahr 2008 erschien Frühjahr 2010

Die Meldepflicht der Anlagenbetreiber an die BNetzA bezüglich der direkt vermarkteten Strommengen nach § 51 Abs. 2 EEG soll nach Meinung der BNetzA auch entfallen (siehe hierzu 9.1.1.3.6). Vielmehr sollen diese Daten von den Verteilnetzbetreibern erhoben und im Rahmen Wälzungsdatenerhebung nach § 51 Abs. 1 EEG an die BNetzA weitergegeben werden. Als Grund für diesen Vorschlag wird der hohe Verwaltungsaufwand für die Anlagenbetreiber angegeben, sowie die schlechte Datenqualität.

9.1.1.4 Sonstiges

Abseits der §§ 45 bis 52 EEG findet sich zudem in § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 7 EEG eine Verordnungsermächtigung, nach welcher die Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundesrates ergänzend Anforderungen an die Art und Aufbereitung der zu liefernden Daten stellen kann, soweit dies erforderlich ist, um den bundesweiten Ausgleich nachvollziehbar zu machen.

9.1.1.5 Zusammenfassung dieses Kapitels und etwaige Handlungsempfehlung(en)

Das Kapitel 9.1.1 stellt deskriptiv die Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten in den §§ 45 bis 52 EEG dar. Sie können in drei Regelungsbereiche unterteilt werden, namentlich die gegenseitigen Mitteilungspflichten der Anlagen- und Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen (§§ 45 bis 50 EEG), die Datenübermittlungspflichten an die BNetzA (§ 51 EEG) und die Veröffentlichungspflichten für die Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen (§ 52 EEG). Der Regelungszweck dieses Komplexes liegt in der ordnungsgemäßen Durchführbarkeit und Transparenz des bundesweiten Ausgleichmechanismus. Die drei Bereiche sind weiterhin auf ihre Funktionalität und ihre Wirksamkeit hinsichtlich der ordnungsgemäßen Durchführbarkeit des Ausgleichsmechanismus zu evaluieren. Insgesamt kann gesagt werden, dass das System der Meldepflichten nach den §§ 45 bis 52 EEG durch eine große Komplexität gekennzeichnet ist. Damit auch dem Regelungszweck der Transparenz besser Genüge getan wird, sollten die von den (Übertragungs-)Netzbetreibern veröffentlichten Daten besser gekennzeichnet werden. Oftmals ist eine Zuordnung der Information zu der im EEG niedergelegten Veröffentlichungspflicht nicht oder zumindest nicht unmittelbar möglich. Eine bessere Kennzeichnung würde das Auffinden der Daten erleichtern.

Handlungsempfehlung:

- Mangels eigenständiger Bedeutung sollte § 46 Nr. 1 3. Var. EEG gestrichen werden, alternativ aus Klarstellungsgründen zumindest als eigenständige Nummer ausgewiesen werden (vgl. oben 9.1.1.3.1).
- Die vier Übertragungsnetzbetreiber sollten für die Datenabfrage nach § 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG eine einheitliche Formatvorlage (etwa mittels Online-Eingabemaske) verwenden, da die Verteilnetzbetreiber die Da-

ten auch an die BNetzA und unter Umständen an andere Übertragungsnetzbetreiber weitermelden müssen.

- Es wird vorgeschlagen, in § 46 EEG eine Regelung aufzunehmen, nach welcher die Anlagenbetreiber die Daten für die Verteilnetzbetreiber in von diesen bereitgestellte Formularvorlagen eingeben müssen (vgl. § 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG). Hierdurch wird den Netzbetreibern eine Aufbereitung der Daten erspart und es wird eine schnellere Übermittlung dieser Daten möglich. Ebenso sollte eine Meldefrist hinsichtlich der Weiterleitung der Anlagendaten durch die Netzbetreiber an die BNetzA aufgenommen werden (siehe oben 9.1.1.3.6).
- Es wird vorgeschlagen, die Meldepflicht der Anlagenbetreiber über die Direktvermarktungsdaten gemäß § 51 Abs. 2 EEG zu streichen. Vielmehr sollten die Daten seitens der Netzbetreiber an die BNetzA weitergemeldet werden (siehe oben 9.1.1.3.6).
- Es wird darüber hinaus vorgeschlagen, dass die (Übertragungs-) Netzbetreiber verpflichtet werden, zu den veröffentlichten Daten die entsprechende Verpflichtungsnorm des EEG zu zitieren.
- § 52 Abs. 1 EEG sollte dahingehend modifiziert werden, dass die Veröffentlichungen länger als bisher im Internet verfügbar sind (siehe oben 9.1.1.3.7).
- Wenn dem Vorschlag zur Einrichtung eines Anlagenregisters nicht gefolgt wird, sollte alternativ jedenfalls die BNetzA in den Kreis der Veröffentlichungspflichtigen nach § 52 EEG aufgenommen werden, um den Datenbedarf im EEG zu verbessern (siehe oben 9.1.1.3.7).

9.1.2 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit für die Evaluierung des Gesetzes nach § 65 EEG

Gemäß § 65 EEG ist die Bundesregierung zur Evaluierung des Gesetzes und zur Vorlage eines entsprechenden Erfahrungsberichtes bis zum 31.12.2011 verpflichtet. Hierfür sind die Bundesregierung, insbesondere das BMU, und ihre Beauftragten auf verfügbare Daten angewiesen. Zu den erforderlichen Daten zählen unter anderem anlagen- und spartenspezifische Informationen, Zuwachsraten, installierte Leistung aus EE-Quellen, eingespeiste Energiemengen und geleistete Vergütungszahlungen, vermiedene Netznutzungsentgelte.

9.1.2.1 Zugriffsmöglichkeit auf Daten von Anlagen- und Netzbetreiber nach § 20 Abs. 2 S. 1 EEG 2004

Zunächst sah das EEG 2004 hierfür die Möglichkeit des Zugriffs auf die entsprechenden Daten vor. Gemäß § 20 Abs. 2 S. 1 EEG 2004 waren Anlagen- wie Netzbetreiber verpflichtet, auf Verlangen des BMU sowie seiner Beauftragten wahrheitsgemäß Auskunft über sämtliche Tatsachen zu geben, die für die Ermittlung der Stromgestehungskosten sowie der ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen nach § 14 EEG

2004 erheblich sein konnten. Inhaltlich bezog sich die Auskunftspflicht damit auf die für die Ermittlung der Stromgestehungskosten sowie der ausgeglichenen Energiemengen und geleisteten Vergütungszahlungen nach § 14 EEG 2004 (bundesweiter Ausgleich) erheblichen Tatsachen. Daten, die darüber hinaus für den EEG-Erfahrungsbericht o.ä. hätten von Nutzen sein können, waren von der Regelung dagegen nicht umfasst. § 20 Abs. 2 S. 1 EEG 2004 bot keine Rechtsgrundlage zur umfassenden Abfrage von Betriebsdaten[832]. Eine entsprechende Auskunft war vielmehr freiwillig[833]. Die auskunftsverpflichteten Adressaten der Norm waren die Anlagenbetreiber und die Netzbetreiber, also die Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen im Sinne des § 3 Abs. 3 S. 1 EEG 2004. Auskunftsberechtigte der Norm waren das Bundesumweltministerium und seine Beauftragten (öffentliche Stellen und rechtlich selbstständige private Organisationen[834]).

Die Vorschrift diente der Transparenz und der für die Ermittlung eines wirtschaftlichen Betriebes erforderlichen Vergütungshöhen; überdies sollte die Regelung Missbrauch verhindern und die Funktionsfähigkeit des Gesetzes sichern[835].

Eine entsprechende Regelung findet sich im EEG 2009 nicht mehr. Eine Begründung für die Streichung des § 20 Abs. 2 EEG lässt sich den Gesetzesmaterialien zur EEG-Novelle nicht entnehmen[836].

Von dieser Vorschrift wurde für den EEG-Erfahrungsbericht keinen Gebrauch gemacht. Um aber dennoch das Verhältnis der Stromgestehungskosten und der Mindestvergütungen auf ihre Kongruenz zu überprüfen, bedarf es eines entsprechendes Datenmaterial. Fraglich ist, ob hier eine Auskunft auf freiwilliger Basis immer erfolgsversprechend ist[837].

9.1.2.2 Auskunftspflicht im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung

Der Evaluierung nach § 65 EEG dient auch § 44 S. 1 EEG, wonach die von der Besonderen Ausgleichsregelung Begünstigten dem BMU und seinen Beauftragten auf Verlangen Auskunft über alle Tatsachen geben sollen, die für die Beurteilung der Zielerreichung nach § 40 Abs. 1 S. 2 EEG

832 *V. Oschmann/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/C. Theobald/ders. (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 20 Rn. 39.

833 *V. Oschmann/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/C. Theobald/ders. (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 20 Rn. 36.

834 *V. Oschmann/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/C. Theobald/ders. (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 20 Rn. 38.

835 BT-Drs. 15/2864, S. 54; *V. Oschmann/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/C. Theobald/ders. (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 20 Rn. 36.

836 *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Auflage 2009, § 51 Rn. 17.

837 *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Auflage 2009, § 51 Rn. 18.

erforderlich sind[838]. Gemäß §§ 6 AusglMechV, 40 Abs. 1. S. 1 EEG kann das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) auf Antrag die EEG-Umlage, die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen weitergeleitet wird, für besonders stromintensive Unternehmen begrenzen, um deren Stromkosten zu senken und um deren Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten (Einzelheiten hierzu siehe AP 6). Der Informationsanspruch zur Evaluierung der Besonderen Ausgleichsregelung umfasst Daten über die tatsächlichen Strombeschaffungskosten, die Belastung der Unternehmen durch die EEG-Zuschläge und die Auswirkungen des EEG auf die Preise bei der kurzfristigen Strombeschaffung[839], mithin Daten, die im Hinblick auf die in § 40 Abs. 1 S. 2 EEG festgesetzten Ziele (Senkung der unternehmerischen Stromkosten, Erhaltung der internationalen und intermodalen Wettbewerbsfähigkeit) relevant sind[840]. Als Beauftragter im Sinne des § 44 S. 1 EEG gilt jedenfalls auch das BAFA[841]. Nach Angaben des BAFA wird von der Vorschrift nur rudimentär Gebrauch gemacht. Etwaige vom BAFA benötigte Darlegungen werden generell in den Anträgen verlangt.

9.1.2.3 Evaluationspflichten im Kontext des EEG

Im Kontext des EEG und seinen Verordnungen existieren neben dem EEG-Erfahrungsbericht nach § 65 EEG noch anderweitige behördliche Evaluierungspflichten. So ist die BNetzA gemäß § 9 AusglMechV verpflichtet, dem BMU sowie dem BMWi einen Bericht mit der Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus bis zum 31.12.2011 vorzulegen. Darüber hinaus ist die BNetzA aufgrund von § 51 Abs. 3 S. 2 EEG verpflichtet, die nach § 51 Abs. 1, 2 EEG gesammelten Daten zum Zwecke der Evaluation gemäß § 65 EEG dem BMU (und dem BMWi) zur Verfügung zu stellen. Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) ist nach § 74 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)[842] zuständige Behörde für den Vollzug dieser Verordnung. Gemäß § 71 BioSt-NachV hat sie die Pflicht, die Verordnung regelmäßig zu evaluieren und einen Erfahrungsbericht zu verfassen. Fast alle mit dem EEG befassten staatlichen Stellen haben somit eine Evaluationspflicht.

Auffällig ist dabei, dass das BAFA keinen solchen Erfahrungsbericht hinsichtlich der Besonderen Ausgleichsregelung vorzulegen hat. Da sich aber gerade beim BAFA erhebliche für die Evaluation nach § 65 EEG relevante Datenmengen befinden (Verwaltungsverfahren Verwaltungsstreitverfahren, Privilegierte, Strommengen, Veränderungen gegenüber dem Vorjahr usw.) und die Besondere Ausgleichsregelung auf das EEG-Wälzungssystem erhebliche Auswirkungen haben kann, könnte eine eigenständige

838 *A. Schäfermeier*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Auflage 2009,§ 44, Rn. 1; BT-Drs. 16/8148, S. 68.

839 *A. Schäfermeier*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Auflage 2009,§ 44, Rn. 7.

840 *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Auflage 2009, § 44 Rn. 5.

841 BT-Drs. 16/8148, S. 68.

842 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174).

Evaluierungspflicht (gegenüber dem BMU) die Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes vereinfachen. Dem Umweltbundesamt (UBA) ist gemäß § 55 Abs. 4 EEG das Führen des Herkunftsnachweisregisters übertragen worden[843]. Auch diesbezüglich ist eine Evaluierung durch das UBA zu empfehlen. Ebenso wenig findet sich eine gesetzliche Pflicht zur Berichterstattung für die Clearingstelle EEG. Angesichts der Tätigkeit der Clearingstelle, die nicht nur in Teilbereichen, sondern umfassend mit dem gesamten EEG beschäftigt ist und sich mit Rechts- und Anwendungsfragen im EEG beschäftigt, sollte in § 57 EEG auch für sie explizit eine Evaluationspflicht aufgenommen werden. Dies würde zusätzlich die Evaluierung nach § 65 EEG unterstützen und würde auch nicht in Konflikt mit ihrer Unabhängigkeit stehen (vgl. 8.5.2.2).

Sowohl das BAFA und UBA als auch die Clearingstelle sollten ihre Berichte (zumindest auch) an das für das EEG ressortverantwortliche BMU senden (vgl. 8.8.3)[844].

Die im Gesetz oder der Verordnung angelegte Pflicht zur Evaluation dient der Ermittlung der verschiedenen Wirkweisen oder möglichen Wirkungsdefiziten der jeweils abgegrenzten Teilbereiche im Hinblick auf den Zweck bzw. die Ziele des Gesetzes[845]. Die in den Verordnungen zum EEG statuierten Evaluationspflichten dienen darüber hinaus dem künftigen EEG-Erfahrungsbericht nach § 65 EEG. Die einzelnen Evaluationen sollten aber besser aufeinander abgestimmt werden. So findet der Hauptanteil der Forschung für den „EEG-Erfahrungsbericht 2011“ im Jahr 2010 statt. Der Evaluierungsbericht zur weiteren Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus liegt jedoch erst zum 31. Dezember 2011 und für die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung erst seit Frühjahr 2011 vor[846]. Erster ist dabei dem BMU und dem BMWi vorzulegen, letzterer gegenüber der Bundesregierung.

Letztlich wird auch die Erstellung einer umfassenden Datengrundlage, insbesondere für den EEG-Erfahrungsbericht, durch die bisherige Aufgabenverteilung auf die verschiedenen staatlichen und nichtstaatlichen Stellen erschwert und zeitlich verzögert. Da die Evaluierungsberichte zeitlich verzögert vorzulegen sind, können sie noch nicht bzw. nicht mehr hinreichend für den EEG-Erfahrungsbericht 2011, der gemäß § 65 EEG am 31.12.2011 vorzulegen ist, berücksichtigt werden.

---

843 Eingefügt durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

844 Vgl. *W. Kahl/A. Glaser*, IR 2008, S. 74, 76.

845 Zum Thema Gesetzgebung und Evaluation bzw. Gesetzesfolgenabschätzung, vgl. *U. Karpen*, ZRP 2002, S. 443, 444.

846 Siehe BLE, Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2010, Stand 11.03.2011.

9.1.2.4 Zusammenfassung dieses Kapitels und etwaige Handlungsempfehlungen

Abschnitt 9.1.2 beschreibt die Datenverfügbarkeit für die Evaluation nach § 65 EEG. Zunächst wurde unter 9.1.2.1 auf die Streichung des § 20 Abs. 2 S. 1 EEG a.F. eingegangen, der dem BMU die Ermächtigungsgrundlage für den Zugriff auf Daten von Anlagen- und Netzbetreibern gab. Der Evaluation der besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 40 ff. EEG und damit auch der Evaluation des EEG insgesamt dient die unter 9.1.2.2 beschriebene Auskunftspflicht nach § 44 EEG, wonach das BMU und seine Beauftragten (insb. das BAFA) Auskunft von den nach § 40 EEG Begünstigten verlangen kann. Schließlich wurden in 9.1.2.3 sämtliche übrigen Evaluationsprogramme im Kontext des EEG beleuchtet.

Handlungsempfehlungen:

- Es wird vorgeschlagen, das BAFA mit einer eigenständigen Evaluationspflicht hinsichtlich der Besonderen Ausgleichsregelung zu betrauen. Hiermit könnten dem BMU entsprechende Arbeiten im Rahmen der Erstellung des EEG-EB nach § 65 EEG erleichtert werden. Ohnehin liegt hier die Fachkompetenz beim BAFA. Auch das UBA sollte beim Herkunftsnachweisregister mit einer eigenständigen Evaluationspflicht betraut werden. Selbiges gilt für die Clearingstelle EEG.
- Es wird weiter vorgeschlagen, die einzelnen Evaluationen zeitlich besser aufeinander abzustimmen, damit eine Berücksichtigung für den EEG-EB möglich ist. Alle Einzelevaluierungen (BNetzA (§§ 51 Abs. 3 Satz 2, 61 Abs. 1 Satz 2 EEG, § 9 AusglMechV) und BLE (§ 71 BioSt-NachV)) sollten zeitlich parallel und vor dem EEG-Erfahrungsbericht erfolgen, so dass eine Berücksichtigung möglich ist. Adressat sollte immer auch das BMU sein.

9.1.3 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit für die Berichterstattung aufgrund der EE-Richtlinie

Gemäß Art. 22 Abs. 1 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL)[847] legen die Mitgliedsstaaten der Kommission einen Bericht über die Fortschritte bei der Förderung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen bis zum 31. Dezember 2011 und danach alle zwei Jahre vor. Diese Berichtspflicht korrespondiert mit der Berichtspflicht im nationalen Bereich des EEG gemäß § 65 EEG, wonach die Bundesregierung dem Parlament zum selben Zeitpunkt einen Erfahrungsbericht vorzulegen hat. Während dort jedoch keine Anforderungen an Inhalt, Umfang und Ausmaß des Erfahrungsberichtes gestellt werden, artikuliert Art. 22 Abs. 1 S. 3 EE-RL sehr detailliert, welche Angaben der Bericht enthalten muss. So sind zunächst einmal Informationen über die Art und die Funktionsweise des ge-

[847] Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EU Nr. L 140/16 vom 05.06.2009.

wählten Fördermechanismus, über die sektorspezifischen Anteile und den Gesamtanteil Erneuerbarer Energien zu liefern. Der Bericht soll auch erfassen, inwieweit die Mitgliedsstaaten die durch die EE-RL auferlegten Pflichten und Ziele erfüllen bzw. zu erfüllen planen. So sind Informationen über die jeweilige Zielerfüllungsmenge, das Potenzial gemeinsamer Projekte und die Umsetzung der Anforderungen über nachhaltige energetische Nutzung von Biomasse darzulegen (Art. 17 f. EE-RL). Letzterem wird durch die Berichtspflicht des BMU gegenüber der EU-Kommission nach § 72 BioSt-NachV Rechnung getragen. Als weitere Datenbasis könnte sich das Herkunftsnachweisregister nach § 55 Abs. 3 EEG darstellen (siehe hierzu: 9.2.1.3). Dieses dient ebenfalls der Berichtserstattungspflicht nach Art. 22 EE-RL. Zudem haben die Mitgliedstaaten nach Art. 27 Abs. 2 EE-RL der EU-Kommission den Wortlaut der wichtigsten innerstaatlichen Rechtsvorschriften mitzuteilen, die sie auf dem unter die EE-RL fallenden Gebiet erlassen.

Problematisch in diesem Kontext ist, dass nicht sämtliche für die Zielerfüllungsmengen relevanten Strommengen aus Erneuerbaren Energien statistisch erfasst werden. So tauchen etwa die direkt nach § 17 EEG vermarkteten Strommengen in keinen Statistiken auf, obwohl sie für die Berechnung der Zielerfüllungsmengen nach Art. 1, 5 bis 11 EE-RL durchaus relevant sind. Mit der zunehmend bedeutsameren Option der Direktvermarktung von EE-Strom könnten in Zukunft Strommengen, die nicht nach dem Mechanismus des EEG eingespeist und vergütet werden, nicht mehr berücksichtigt werden. Auch ein Anlagenregister nach Maßgabe des § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG würde diesem Problem keine Abhilfe schaffen, da es nicht für die Erfassung dynamischer Daten angelegt ist[848]. Hierfür bedürfte es einer Neufassung der Verordnungsermächtigung. Nach bisheriger Rechtslage befinden sich die statistischen Daten über die Direktvermarktung jedoch bei der BNetzA aufgrund der Auskunftspflicht der Anlagenbetreiber nach § 51 Abs. 2 EEG. Diese Daten können aufgrund von § 51 Abs. 3 EEG auch vom BMU bei der BNetzA abgefragt werden. Hierbei existieren allerdings Schwierigkeiten praktischer Art (Datenqualität, Kenntnisnahme nichtmeldender Anlagen und die fehlenden Sanktionsmöglichkeiten).

9.1.4 Datenerhebung über Erneuerbare Energien nach dem Energiestatistikgesetz

Nach dem Energiestatistikgesetz (EnStatG)[849] werden in der gesamten Energiewirtschaft (Elektrizität inkl. Erneuerbare Energien, sowie Gas- und Wärmewirtschaft und Kohleimporte und -exporte) vom statistischen Bundesamt Daten erhoben. Dies dient nach § 1 EnStatG der Darstellung des Energieangebots und der Energieverwendung für Zwecke der (Nr. 1) Gestaltung der energiepolitischen Rahmenbedingungen für eine sichere,

[848] Vgl. unten 9.2.2.2.3.

[849] Energiestatistikgesetz vom 26. Juli 2002 (BGBl. I S. 2867), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 17. März 2009 (BGBl. I S. 550) geändert worden ist.

wirtschaftliche und umweltschonende Energieversorgung und (Nr. 2) der Erfüllung europa- und völkerrechtlicher Berichtspflichten der Bundesrepublik Deutschland. Bei diesen inter- bzw. supranationalen Berichtspflichten handelt es sich nach der Gesetzesbegründung um solche, die gegenüber Eurostat, der IEA und gegenüber dem grenzüberschreitenden elektrizitätswirtschaftlichen Zusammenschluss (UCTE) bestehen[850]. Für die Datenerhebung im Bereich der Erneuerbaren Energien ist § 7 EnStatG einschlägig. Jährlich werden folgende Daten erhoben:

- Gemäß § 7 Nr. 1 EnStatG von allen Netzbetreibern:
  - für die allgemeine Versorgung Erhebungen über den Bezug von Elektrizität, ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen,
  - über die Anzahl der Anlagen, deren erzeugte Elektrizität eingespeist wird und
  - über deren installierte Leistung, jeweils nach Energieträgern und Ländern unterteilt
- Nach § 7 Nr. 2 EnstatG von höchstens 6000 Kläranlagenbetreibern:
  - Gewinnung von Gas, auch nach Wärmegehalt,
  - Verwendung von Gas nach Verwendungsarten
  - Abgabe von Gas nach inländischen Abnehmergruppen und Ländern
  - Erzeugung und Abgabe von Elektrizität nach Ländern
- Nach § 7 Nr. 3 EnStatG bei höchstens 100 Geothermieanlagen
  - Art und Leistung der Anlage
  - Erzeugte Wärme nach Verwendungsarten
  - Abgabe von Wärme nach inländischen Abnehmergruppen und Ländern
- Nach § 7 Nr. 4 EnStatG von höchstens 100 Anlagenbetreibern zur Erzeugung von Treibstoffen aus Biomasse:
  - Art und Leistung der Anlage
  - Einsatz von Bioenergieträgern nach Arten
  - erzeugte Biotreibstoffe nach Arten
  - Abgabe von Biotreibstoffen nach Arten, nach inländischen Abnehmergruppen und Ländern sowie Ausfuhr.

Gemäß § 3 EnStatG werden zusätzlich Erhebungen in der gesamten, also auch konventionellen, Elektrizitätswirtschaft durchgeführt. Durch die Erhebungsgrenze (ab 1 MW) können statistisch verwertbare Daten bezüglich des Energieangebots und -verwendung im Bereich der Erneuerbaren Energien nicht erfasst werden[851]. Um dieses Datendefizit zu verringern,

---

[850] Ohne nähere Konkretisierung BT-Drs. 14/8388, S. 14; laut AGEEStat bestehen Berichtspflichten gegenüber der IEA/Eurostat. Hierbei handelt es sich um einen Questionnaire, der jeweils im November zu übermitteln ist und alle Energiedaten enthält, d.h. die EE sind nur ein Teil davon. Ergänzt wird dies durch einen sog. Mini-Questionnaire, der jeweils im Mai übermittelt werden muss.

[851] BT-Drs. 14/8388, S. 11.

und um verlässlichere Grundlagen für politische Ziel- und Prioritätensetzungen sowie für die Erfolgskontrolle von Maßnahmen zu erhalten, wurde § 7 EnStatG geschaffen[852]. Die nach § 7 Nr. 1 EnStatG bei den Netzbetreibern erhobenen Daten werden bereits im Wälzungsdatenerhebungssystem nach den §§ 45 ff. EEG erfasst, insofern wird diesen kein verwaltungstechnischer Mehraufwand abverlangt. Die beiden Datenerhebungssysteme haben aber grundsätzlich unterschiedliche Ziele. Während die §§ 45 ff. EEG hauptsächlich die Datenverfügbarkeit im bundesweiten Ausgleichsmechanismus für die jeweiligen Akteure des EEG verbessern sollen, erfolgt die Erhebung nach dem EnStatG allein aus statistischen Gründen, nämlich zur Darstellung von Energieangebot und -verwendung und zur Erfüllung statistischer Berichtspflichten. Infolgedessen ist die Beschränkung der Datenerhebung auf den Bezug von EE-Strom seitens der Netzbetreiber, die Anzahl der Anlagen und deren installierter Leistung konsequent. Zielkonflikte oder Berührungspunkte bestehen insoweit nicht.

9.1.5 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit für die Information der Öffentlichkeit, § 52 EEG

Der Umweltschutzgedanke hat bei der Bevölkerung einen hohen Stellenwert und demzufolge genießen auch Maßnahmen, die dem Umwelt- und Klimaschutz dienen, hohe Akzeptanz[853]. Hierbei wird die Information der Öffentlichkeit zunehmend als Instrument des Umweltschutzes eingesetzt, das in Ergänzung des klassischen Ordnungsrechts, das Ge- und Verbote formuliert, „weiche“ Methoden anwendet, wie Umwelterziehung oder Förderung des Umweltbewusstseins und des Verantwortungsbewusstseins[854]. Dies dient der Akzeptanz politischer Maßnahmen, gleichzeitig aber auch als Anreiz für Wirtschaft und Verbraucher.

Im EEG ist hierzu § 52 („Information der Öffentlichkeit“) zu nennen, wonach die Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Internet zur Veröffentlichung der für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten verpflichtet sind. Die Norm ist die zentrale Transparenzvorschrift zu Gunsten der Öffentlichkeit[855]. Durch sie soll sowohl die Allgemeinheit in die Lage versetzt werden, die Entstehung der EEG-Umlage nachvollziehen zu können als auch unberechtigten Vorwürfen hinsichtlich Missbrauchs und überhöhter Zahlungen im Interesse aller Beteiligten zuvorzukommen[856]. Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Mehrkosten

---

852 BT-Drs. 14/8388, S. 11.

853 *Forsa*, Umfrage zum Thema „Erneuerbare Energien“ 2009, 2010, S. 4 abrufbar unter www.unendlich-viel-energie.de/de/panorama/umfrage-akzeptanz-der-erneuerbaren.html (Stand: 30. 01 2010).

854 *R. Sparwasser/R. Engel/A. Voßkuhle*, Umweltrecht, 5. Aufl. 2003, § 2 Rn. 174 ff.; *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl. 2004, § 5 Rn. 311 ff.

855 *H. Posser/S. Altenschmidt,* in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 1. Aufl. 2010, § 52 Rn. 1.

856 *C. Kahle,* in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 30. Aufl. 2009, § 52 Rn. 1.

bilden die Grundlage für die Akzeptanz des EEG in der Bevölkerung. Die Zustimmung zum EEG ist zwar in der Bevölkerung recht hoch[857], dies könnte sich aber durch den Vorwurf unberechtigt hoher EEG-Kosten auch ändern[858].

Ein weiterer Schritt zu größerer Transparenz wäre auch die Schaffung eines öffentlichen Anlagenverzeichnisses im Sinne der Verordnungsermächtigung des § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG (siehe näher hierzu unten ab 9.2.2). Ein solches böte einen umfassenden Überblick über die bestehenden oder beantragten EE-Anlagen im Ganzen und in den einzelnen Sparten, die installierte Leistung der Anlagen sowie die Netznutzung. Insofern liegt der Regelungszweck der Verordnungsermächtigung nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG in der weiteren Erhöhung der Transparenz des EEG insgesamt und der Vereinfachung des bundesweiten Ausgleichs. Damit übertrifft er den Regelungszweck der §§ 45 bis 52 EEG an Reichweite, der sich auf die Schaffung von Transparenz nur innerhalb des bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach den §§ 34 bis 39 bezieht, vgl. § 45 S. 1 EEG und § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 7 EEG[859].

9.1.6 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit im Rahmen des Netzanschlusses, § 5 Abs. 5 EEG

9.1.6.1 Die Rechtslage bis zum Europarechtsanpassungsgesetz

Gewisse Daten sind auch im Rahmen des Netzanschlusses von Anlagen erforderlich. Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist […]". Die Netzanschlusspflicht gehört – neben der Abnahmepflicht gemäß § 8 Abs. 1 EEG und der Vergütungspflicht gemäß § 16 Abs. 1 EEG – zu den drei zentralen Pflichten, die das EEG den Netzbetreibern auferlegt. Da Einspeisewillige und Netzbetreiber aufwendige Planungen und Vermögensdispositionen treffen müssen, sind für beide im Vorfeld bzw. in der Planungsphase Informationen über die Beschaffenheit der Anlage bzw. des Netzes unverzichtbar[860]. § 5 Abs. 5 EEG statuiert hierfür einen entsprechenden Informationsanspruch, wonach Einspeisewillige und Netzbetreiber auf Verlangen einander die für die Ermittlung des

---

857 Laut *Forsa*, Umfrage zum Thema „Erneuerbare Energien" 2009, 2010, S. 2 halten es rund 80 Prozent der Bevölkerung für sehr bzw. außerordentlich wichtig, die Erneuerbaren Energien stärker zu nutzen und auszubauen.

858 *BMU,* Erneuerbare Energien in Zahlen, 2010, S. 11: Für das Jahr 2009 liegen Schätzungen zufolge die Mehrkosten bei rund 4,6 Mrd. €.

859 *P. Salje,* EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 45 Rn. 1; *H. Posser/S. Altenschmidt,* in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 1. Aufl. 2010, § 45 Rn. 1, § 51 Rn. 1; *C. Sellmann,* in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 45 Rn.1.

860 BT-Drs. 16/8148, S. 42.

Verknüpfungspunktes sowie für die Planung des Netzbetreibers nach § 9 notwendigen Unterlagen, insbesondere die für eine nachprüfbare Netzverträglichkeitsprüfung vorzulegen haben. Dieser Verpflichtung ist innerhalb von acht Wochen nach dem Verlangen, welches nicht formgebunden ist, nachzukommen. Wird dem Verlangen nicht entsprochen, so kann vor den Zivilgerichten auf Auskunft und – im Falle eines Schadens – auf Schadensersatz geklagt werden[861].

Die Auskunftspflicht umfasst die für die Ermittlung des Verknüpfungspunktes sowie die Netzerweiterung erforderlichen Daten. Die Formulierung „insbesondere" stellt klar, dass die Netzdaten für eine nachprüfbare Netzverträglichkeitsprüfung hierbei nur ein Teil der möglichen Auskunft sind[862]. Maßgebliches Kriterium zum Umfang des Anspruches ist die Erforderlichkeit bzw. Notwendigkeit, d.h. die Daten sind offenzulegen, soweit diese für die Planung und Investitionsabschätzung der jeweils anderen Partei unerlässlich sind[863]. Dazu gehören regelmäßig anlagebezogene Daten, wie etwa die technischen Merkmale (Schaltpläne und technische Daten), Standort und Standortbedingungen, Anschlussleitungen und Messeinrichtungen sowie auch Netzdaten, d.h. Netzkapazität, Spannungsebene und Ausbauzustand[864]. Diskutiert wird die Reichweite des Auskunftsanspruches, insbesondere ob der Netzbetreiber auch Informationen zum wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt bereitstellen muss. Hier wird vertreten, dass auch das „Wie" des Anschlusses an das vorhandene Versorgungsnetzinsbesondere umfasst sei, mithin müsse der Netzbetreiber auch überprüfbare Angaben zur Eignung des Verknüpfungspunktes, zu den Konsequenzen der Zuweisung eines anderen Verknüpfungspunktes oder zur Unzumutbarkeit der Netzerweiterung machen[865]. Nur so könne geprüft werden, wo der wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt liege[866]. Die gegenteilige Auffassung geht hingegen davon aus, dass sich die Auskunft auf solche Informationen beschränkt, die für das „Ob" der Errichtung einer Anlage erforderlich sind[867]. Eine entsprechende Kontrollfunktion des Anspruchs nach § 5 Abs. 5 EEG, ob der Netzbetreiber tatsächlich den wirtschaftlich günstigsten Einspeisepunkt gewählt hat, existiere schon deswegen nicht, weil den Netzbetreiber im Falle eines (späteren) Streits über diesen Verknüpfungspunkt die volle Darlegungs- und Beweislast träfe. Dagegen wird wiederum argumentiert, dass den Einspeisewilligen/späteren Anlagenbetreibern ein entsprechendes Prozessrisiko im Vorhinein gar nicht erst aufgebürdet werden sollte[868].

---

861 *C. Bönning*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 5 Rn. 49; *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 5 Rn. 59.

862 *C. Bönning*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 5 Rn. 49; *P. Salje,* EEG Kommentar, § 5 Rn. 60, 70.

863 *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 5 Rn. 60.

864 *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 5 Rn. 62 f.

865 *C. Bönning*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 5 Rn. 49.

866 *C. Bönning*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 5 Rn. 49.

867 LG Itzehoe, Urteil v. 30.03.2007 – AZ: 5 O 168/04, Rn. 32.

868 *C. Bönning,* in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 5 Rn. 49.

Bezüglich der Frage der Kostentragung bietet § 5 Abs. 5 EEG keine ausdrückliche Regelung. Der Gesetzgeber geht davon aus, dass die Anlagenbetreiber und Netzbetreiber jeweils die Kosten für die ihnen obliegenden Pflichten selbst tragen müssen[869]. Entsprechend soll die Auskunftserteilung kostenlos sein. Kostenpflichtig dürfte die Auskunft werden, wenn vom Netzbetreiber eine umfassende Netzeignungsprüfung verlangt wird, die nicht bloß in der Offenlegung der Netzdaten besteht, sondern darüber hinaus spezielle Expertise in Bezug auf eine Berechnung und Bewertung des geeigneten Einspeisepunktes erfordern[870].

9.1.6.2 Änderung durch das Europarechtsanpassungsgesetz

Nach dem Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien (EAG EE)[871], das der Umsetzung der Erneuerbare Energien-Richtlinie (2009/28/EG) dient[872], wurde § 5 Abs. 5 EEG modifiziert und um einen Abs. 6 erweitert.

In § 5 Abs. 5 EEG wird eine Pflicht für Netzbetreiber statuiert, Einspeisewilligen einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens zu übermitteln. Nach § 5 Abs. 6 EEG sind die Netzbetreiber zudem verpflichtet, Einspeisewilligen nach Eingang der erforderlichen Informationen unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen, den Zeitplan für die unverzügliche Herstellung des Netzanschlusses, Informationen zur Prüfung des Verknüpfungspunktes und einen nachvollziehbaren und detaillierten Kostenvoranschlag zu übermitteln.

9.1.7 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit im Rahmen des Einspeisemanagements, § 11 EEG

Gemäß § 11 Abs. 1 EEG sind Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen ermächtigt, an ihr Netz angeschlossene Anlagen zu regeln, soweit diese eine Leistung von über 100 kW aufweisen. Mit dieser Regelung zum Einspeisemanagement soll zweierlei gewährleistet werden: zum einen die Einspeisung eines möglichst hohen Anteils an Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder KWK, zum anderen aber auch die Aufrechterhaltung der Netzsicherheit[873]. Gemäß § 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG muss der Netzbetreiber die Daten über die Ist-Einspeisung der jeweiligen Netzregi-

---

869 BT-Drs. 16/8148, S. 42.

870 So AG Fürstenwalde, Urteil v. 12.12.2000, AZ 13 C 19/00 veröffentlicht in RdE 2001, S.161 f.; *C. Bönning*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 5 Rn. 49.

871 Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

872 Vgl. Art. 16 Abs. 5 der Richtlinie 2009/28/EG, wonach die Mitgliedsstaaten von den Betreibern von Übertragungs- und Verteilernetzen verlangen sollen, jedem neuen Produzenten von Energie aus erneuerbaren Energiequellen, der an das Netz angeschlossen werden möchte, die gesamten erforderlichen Informationen vorzulegen, insbesondere einen detaillierten Kostenvoranschlag, einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Antrags auf Netzanschluss sowie einen indikativischen Zeitplan für jeden vorgeschlagenen Netzanschluss.

873 *A. Schäfermeier*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, 3 11 Rn. 2.

on abrufen, *bevor*[874] eine EE-Anlage abgeregelt werden darf. Hiermit soll ein willkürliches Drosselungsverhalten des Netzbetreibers verhindert werden[875]. Die hierzu notwendigen technischen Voraussetzungen muss der Anlagenbetreiber treffen, vgl. § 6 Nr. 1 Lit. b) EEG. Zum Nachweis über die Erforderlichkeit einer Drosselung muss der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber nach § 11 Abs. 3 S. 2 EEG die abgerufenen Daten über die Ist-Einspeisung vorlegen.

9.1.8 Erforderlichkeit einer Datenverfügbarkeit im Rahmen der nachhaltigen Herstellung von Strom aus flüssiger Biomasse

Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)[876] soll sicherstellen, dass flüssige Biomasse, die zur Stromerzeugung eingesetzt wird und nach dem EEG vergütet wird, fortan nur noch unter der Beachtung verbindlicher Nachhaltigkeitsstandards hergestellt wird. Die BioSt-NachV ergeht aufgrund von § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9, Abs. 2 Nr. 1 EEG und dient der Umsetzung der Vorgaben des Art. 17 und 18 der EE-Richtlinie 2009/28/EG[877]. Die BioSt-NachV normiert Anforderungen für eine ökologisch rücksichtsvolle Bewirtschaftung landwirtschaftlicher Flächen und schreibt dem gesamten Prozess der Stromherstellung ein Treibhausgasminderungspotenzial vor. Darüber hinaus werden in der Verordnung Vorgaben für ein effektives Zertifizierungs- und Kontrollsystemsystem gestellt, welche die Erfüllung der neuen Nachhaltigkeitsstandards gewährleisten soll[878]. Zur retrospektiven Analyse und ständigen Kontrolle der Nachhaltigkeitsstandards setzen die §§ 70 ff. BioSt-NachV umfassende Auskunfts- und Berichtspflichten fest. Gemäß § 70 BioSt-NachV kann die BLE von Anlagenbetreibern, Zertifizierungsstellen, Schnittstellen, Zertifizierungssystemen und Umweltgutachtern weitere Informationen beanspruchen. Die Informationen müssen erforderlich sein, um die Aufgaben nach der BioSt-NachV zu erfüllen. Gleiches gilt, um die Erfüllung der Anforderungen der Verordnung zu überwachen (Nr. 2) und um die Berichtspflichten Deutschlands gegenüber den Organen der Europäischen Union zu erfüllen (Nr. 3).

Gemäß § 71 BioSt-NachV hat die BLE eine Pflicht zur Evaluation der Verordnung und muss bis zum 31.12.2010 und sodann jährlich der Bundesregierung hierüber einen Erfahrungsbericht abliefern. Hier besteht eine Vergleichbarkeit mit der Evaluations- und Berichtspflicht nach § 65 EEG (siehe oben 9.1.2.3). Der durch die BLE angefertigte Evaluierungsbericht dient dem BMU als Grundlage für die Berichtspflicht aus § 72 BioSt-NachV gegenüber der EU-Kommission. Eine solche Berichterstattung ordnet Art. 22 der EE-RL 2009/28/EG an. Gemäß § 72 S. 1 BioSt-NachV

---

874 *U.* Ehricke, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 1. Aufl. 2010, § 11 Rn. 17.

875 *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 11 Rn. 21.

876 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174).

877 BT-Drs. 16/ 13326 S. 1.

878 BT-Drs. 16/ 13326 S. 1.

muss der Bericht die Erfüllung der Anforderungen der Verordnung umfassen, sowie die Auswirkungen der Herstellung von Strom aus flüssiger Biomasse auf die Nachhaltigkeit beschreiben. Überdies ist gemäß § 72 S. 2 BioSt-NachV eine Bewertung über die soziale Vertretbarkeit des Einsatzes flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung abzugeben.

In § 73 BioSt-NachV werden abschließend die Stellen genannt, an die die BLE Informationen weiterleiten darf. Voraussetzung der Datenübermittlung ist gemäß § 73 Abs. 1 BioSt-NachV, dass diese zur Durchführung der Verordnung erforderlich ist. Bei der Übermittlung personenbezogener Daten sind gemäß § 73 Abs. 2 BioSt-NachV die Bestimmungen der §§ 4b, 4c, 15 des Bundesdatenschutzgesetzes[879] einzuhalten.

9.1.9 Befragung zur Datenverfügbarkeit

Im Rahmen der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes wurden die mit dem EEG befassten staatlichen Stellen (BNetzA, BAFA, BLE) sowie die Clearingstelle EEG befragt. BNetzA und BAFA wurden dabei unter anderem gefragt, ob die zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben benötigte Datenverfügbarkeit ausreichend ist.

Das BAFA schlägt vor, die Vorlage der geprüften Jahresabschlüsse der Unternehmen zum Antrag für die Begrenzung der EEG-Umlage nach § 40 Abs. 1 S. 1 EEG i.V.m. § 6 Abs. 1 AusglMechV zur gesetzlichen Pflicht zu erheben, um die Berechnungen nach § 41 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 EEG überprüfen zu können. Das BAFA ist überdies der Ansicht, die Befindlichkeit im internationalen Wettbewerb (bisher in § 40 Abs. 1 S. 2 EEG im Rahmen der Zielbestimmung) als Tatbestandsmerkmal auszugestalten und einen diesbezüglichen Nachweis in den Forderungskatalog des § 41 Abs. 1 EEG aufzunehmen (siehe auch AP 6).

Die BNetzA (vgl. oben 9.1.1.3.8) hat umfangreiche Informationen hinsichtlich ihrer Verwaltungspraxis im Bereich der Datenübermittlungs- und Berichtspflichten gegeben. So wird eine erhebliche Reduzierung des Umfangs der Meldepflichten vorgeschlagen. Für die ÜNB soll eine anlagenscharfe Meldung gegenüber der BNetzA gänzlich entfallen und stattdessen durch eine einheitliche, vollständige Veröffentlichung der Stamm- und Bewegungsdaten im Internet (durch die ÜNB) ersetzt werden.

Weiter sollen die Verteilnetzbetreiber nur noch die Kerndaten des Wälzungsmechanismus weitergeben, wie eingespeiste Jahresarbeit und gezahlte Vergütungen. Nach Auffassung der BNetzA sollen die Meldepflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 51 Abs. 1 2. HS EEG gänzlich entfallen, da ihr Informationsgehalt gering sei und von der BNetzA stattdessen auf vollständigere Angaben der ÜNB zurückgegriffen wird.

---

[879] Bundesdatenschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. Januar 2003 (BGBl. I S. 66), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 14. August 2009 (BGBl. I S. 2814).

Die Meldepflicht der Anlagenbetreiber an die BNetzA bezüglich der direkt vermarkteten Strommengen nach § 51 Abs. 2 EEG soll nach Meinung der BNetzA auch entfallen. Vielmehr sollen diese Daten von den Verteilnetzbetreibern erhoben und im Rahmen Wälzungsdatenerhebung nach § 51 Abs. 1 EEG an die BNetzA weitergegeben werden. Als Grund für diesen Vorschlag wird der hohe Verwaltungsaufwand für die Anlagenbetreiber angegeben, sowie die schlechte Datenqualität.

Die mit dem Vollzug der BioSt-NachV befasste BLE konnte nach eigener Aussage noch keine Bewertung hinsichtlich ihrer Aufgabenerfüllung abgeben.

9.1.10 Gemeinsame Typologie der Datenübermittlungs- und Berichtspflichten

Die im EEG in den §§ 45 bis 52 EEG sowie in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) und in den aufgrund des § 64 EEG ergangenen Verordnungen zum EEG (AusglMechV, AusglMechAV, BioSt-NachV) angeordneten Datenübermittlungs- und Berichtspflichten weisen einige Gemeinsamkeiten bzw. übergreifende Strukturen auf. So wird zur Entbürokratisierung und Beschleunigung der Übermittlungsprozesse[880] häufig die elektronische Datenübermittlung vorgeschrieben[881]. Zudem wird auf Seiten des Übermittlungsempfängers oftmals eine verbindlich zu verwendende Formularvorlage gestellt[882], womit auch eine Entbürokratisierung und eine Vereinheitlichung des zu verwaltenden Datenstroms erreicht werden soll[883]. Dies wird im Übrigen auch für die Verteilnetzbetreiber vorgeschlagen (siehe auch 9.1.1.3.2). Meldungen in dieser Form ermöglichen eine ständig aktualisierte Datenbank sowie Abgleiche aus Gründen der Richtigkeit und Plausibilität[884]. Ebenfalls der Vereinheitlichung dienen Muster und Vordrucke, die im Zusammenhang mit der BioSt-NachV zu verwenden sind, § 76, § 18 Abs. 2 i.V.m. Anlage 3, § 24 Abs. 1 S. 5 i.V.m. Anlage 4 BioSt-NachV. So ermöglichen etwa Muster für Nachhaltigkeitsnachweise[885] eine Vereinfachung des Rechtsvollzugs und eine leichtere Überprüfung der Erfüllung der jeweiligen gesetzlichen Anforderungen durch die beteiligten Wirtschaftsakteure[886].

Im Interesse der Transparenz und der Nachvollziehbarkeit für den durch das EEG letztlich belasteten, wenn auch nur mittelbar adressierten Letzt-

---

880 S. etwa BT-Drs. 16/13326, S. 53.

881 Vgl. etwa § 47 Abs. 1 Nr. 2, § 49, § 51 Abs. 1, Abs. 2 EEG; § 4 Abs. 4 AusglMechAV; § 24 Abs. 1, Abs. 4, Abs. 5 Satz 2, § 39 Abs. 1, Abs. 2, § 52, § 53 Abs. 1, Abs. 2, § 78 Abs. 2 Nr. 2 BioSt-NachV.

882 Vgl. § 51 Abs. 3 EEG, § 4 Abs. 4 AusglMechAV.

883 BT-Drs. 16/8148, S. 70; *C. Sellmann*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 47 Rn. 9.

884 *P. Salje*, EEG, 5. Aufl. 2009, § 51 Rn. 13.

885 § 18 Abs. 2 i.V.m. Anlage 3, BGBl. I 2009, S. 2199.

886 BT-Drs. 16/13326, S. 61.

verbraucher wird die Veröffentlichung im Internet[887] oder im elektronischen Bundesanzeiger[888] einiger Daten im EEG festgeschrieben[889], insbesondere sind hier die Daten über den bundesweiten Ausgleich zu nennen, die aufgrund von § 52 EEG zu veröffentlichen sind.

9.2 Systematische Datensammlung – Register im EEG (FUER)

9.2.1 Bestehende Register

Ein generelles Register zur Erfassung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien existiert bislang nicht; ein solches ist lediglich als Möglichkeit in der Verordnungsermächtigung des § 64 Abs. 1 Nr. 9 EEG vorgesehen. Dennoch existieren im Zusammenhang mit dem EEG schon jetzt diverse Register und Verzeichnisse, die im Folgenden kurz dargestellt werden sollen (siehe auch 8.9).

9.2.1.1 Photovoltaik-Anlagenregister

Gemäß § 16 Abs. 2 S. 2 EEG besteht eine Vergütungspflicht für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie nur, wenn der Anlagenbetreiber den Standort der Anlage und die Leistung der BNetzA gemeldet hat. Zu diesem Zweck hat die BNetzA Formularvorlagen auf ihrer Internetseite zur Verfügung gestellt[890], die wegen des Verweises auf § 51 Abs. 3 EEG im Halbsatz 2 verpflichtend zu verwenden sind. *De facto* existiert damit bei der BNetzA ein Register über sämtliche Photovoltaikanlagen, die eine Vergütung nach den §§ 32, 33 EEG in Anspruch nehmen. Die Meldepflicht wurde in das Gesetz aufgenommen, um die bestehenden PV-Anlagen und die Höhe der installierten Leistung zu erfassen[891]. Die Kenntnis dieser Daten ist erforderlich, um die spezielle Degressionsregelung für PV-Anlagen in § 20 Abs. 2a EEG anwenden zu können, wonach sich die Degression bei Erreichen bzw. Unterschreiten

---

887 Siehe etwa § 9 Abs. 1 Satz 3, § 47 Abs. 1 Nr. 2, § 48 Abs. 1, § 52 Abs. 1, § 54 Abs. 2 EEG; § 3 Abs. 2 Satz 2, § 7 Abs. 4 Nr. 1, § 10 Abs. 2 AusglMechV; § 1 Abs. 4 Nr. 1, § 2, § 3 Abs. 5, § 7 Abs. 4 AusglMechAV; § 39 Abs. 3, § 76 Abs. 2 BioSt-NachV.

888 § 8 Abs. 3 Satz 4 i.V.m. Anlage 1 Nr. 10, Anlage 2 Nr. 3, § 16 Abs. 3, § 17 Abs. 2 Nr. 2b, § 21 Abs. 1 Satz 2, § 34 Abs. 2 Satz 2, Abs. 4, § 37 Nr. 2, § 44, § 46 Abs. 2, § 76 Abs. 2, Anlage 5 Nr. 4 BioSt-NachV.

889 *C. Kahle*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Auflage 2009, § 52 Rn. 1; *V. Oschmann/A. Rostankowski,* in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 15 Rn. 27.

890 Abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/AnzeigenMitteilungen/MeldungPhotovoltaikanlagen/MeldungPhotovoltaikanlagenNavNode.html (Stand 17.06.2010)

891 BT-Drs 16/9477, S. 23.

einer bestimmten Gesamtleistung der registrierten Anlagen um bestimmte zusätzliche Prozentpunkte erhöht bzw. senkt[892].

Während das PV-Register für seine Verbesserung der Datenverfügbarkeit teilweise von AGEE-Stat positiv bewertet wird, sieht die BNetzA ihre neue Aufgabe kritisch. Sie hat bezüglich der Erhebung von PV-Anlagen und der Ermittlung der Degressions- und Vergütungssätze Auskunft über ihre Verwaltungspraxis gegeben, die im Folgenden widergegeben werden soll:

- Viele doppelte oder fehlerbehaftete Datenmeldungen und eingeschränkte Möglichkeiten der Plausibilitätsüberprüfungen
- Zur Ermittlung von Lücken bei der Anmeldung und „Qualitätskontrolle“: BNetzA will Abgleich zwischen den Wälzungserhebungsdaten von NB mit den Daten von AB nach § 16 Abs. 2 S. 2 EEG vornehmen. Nach Aussage für das Jahr 2009 erst Ende 2010 mit dem Ergebnis der Auswertung zu rechnen.
- Netzbetreiber verlangen von Anlagenbetreibern Registrierungsbestätigung von der BNetzA, ansonsten werde keine Vergütung gezahlt. Die BNetzA hat mehrmals sämtliche ca. 850 NB angeschrieben und mitgeteilt, dass kein Anspruch auf Vorlage der Registrierungsbestätigung besteht. Eine gesetzliche Klarstellung über das Nichtbestehen eines solchen Anspruchs sollte aufgenommen werden. Alternativ könnte für die BNetzA eine Registrierungsbestätigungspflicht aufgenommen werden.
- Zahlreiche Verbraucheranfragen rund um das Thema PV erreicht immer wieder die BNetzA, die sich hier als nicht zuständig ansieht→ für Dritte sei nicht ersichtlich, wo sie Auskünfte erhalten
- Die unterjährige Anpassung der Vergütungssätze durch EEG-Gesetzesänderung hat zu erheblichem Meldeboom geführt, was eine Mehrbelastung für die BNetzA bedeutete

Modifizierungsvorschläge der BNetzA zum Thema PV:

- Meldepflicht sollte von den Anlagenbetreibern auf die Netzbetreiber übertragen werden
- Dadurch verringerter Aufwand bei der BNetzA und den Anlagenbetreibern (Entbürokatisierung) und Erzielung einer belastbaren Datenbasis.
- Entsprechender Vorschlag zur Änderung des EEG wurde bereits im Januar 2010 unterbreitet im Zusammenhang mit der geplanten EEG-Änderung wegen der PV-Vergütungssätze; wurde noch nicht berücksichtigt.
- Verzicht auf die Einführung eines Anlagenregisters für alle EEG-Anlagen; wäre hinfällig, wenn die ÜNB erweiterte Veröffentlichungspflichten hätten

892 *J. Reshöft*, in ders. (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 16 Rn. 62, *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 16 Rn. 59.

Der Vorschlag der BNetzA zur Übertragung der Meldepflicht auf die Verteilnetzbetreiber ist kritisch zu sehen. Einerseits werden den Netzbetreibern, die ohnehin schon hauptsächlich für den Informationsfluss und die Veröffentlichungen nach den §§ 45 ff. EEG zuständig sind, zusätzliche Meldepflichten auferlegt, die sie in ihrer Berufsfreiheit tangieren (siehe auch 9.1.1.3.7 und 9.2.4.1.1). Andererseits würde dann die Regelung des § 16 Abs. 2 S. 2 EEG leerlaufen, wonach die Meldung der Anlagedaten mit dem Vergütungsanspruch verknüpft ist.

9.2.1.2 Anlagen- und Informationsregister für Anlagen zur Herstellung von Strom aus flüssiger Biomasse

Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)[893] dient der Sicherstellung, dass die Herstellung flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung unter verbindlichen Nachhaltigkeitsstandards erfolgt. Gemäß § 62 BioSt-NachV müssen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber, die flüssige Biomasse zur Stromerzeugung einsetzen, ihre Anlage in einem Anlagenregister registrieren lassen. Die Registrierung bzw. die Beantragung derselben ist nach § 3 Abs. Nr. 3 BioSt-NachV Voraussetzung für die Vergütung nach § 27 EEG.

Das Anlagenregister wird gemäß § 62 BioSt-NachV in Verbindung mit § 74 Nr. 9 BioSt-NachV durch die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) geführt. Die eintragungspflichtigen Tatsachen werden in § 63 BioSt-NachV aufgeführt; hierzu gehören Angaben über Standort, Leistung, abnehmender Netzbetreiber, Art der eingesetzten flüssigen Biomasse etc.

Gemäß der Entwurfsbegründung wird das Anlagenregister im Interesse der Transparenz, der Kontrollierbarkeit und der Schaffung der für die Berichterstattung an die europäische Kommission erforderlichen Datengrundlage eingerichtet[894]. Nach Angaben der BLE sind von den 2.726 in der Begründung der BioSt-NachV[895] aufgeführten, existierenden Anlagen bislang 886 registriert (Stand: Juni 2010)[896]. Damit alle Anlagenbetreiber ihrer Registrierungspflicht nachkommen, hat die BLE alle im Bundesgebiet tätigen Netzbetreiber aufgefordert, die in ihrem Gebiet ansässigen Anlagenbetreiber über die Pflicht in Kenntnis zu setzen.

Neben dem Anlagenregister wird nach § 66 BioSt-NachV ein Informationsregister eingerichtet, welches gemäß § 74 Nr. 9 BioSt-NachV ebenso von der BLE geführt wird. Hier werden alle Zertifizierungssysteme, Zertifizierungsstellen, Zertifikate, Nachweise Bescheinigungen und Berichte im Zusammenhang mit der Nachweisführung nach der BioSt-NachV registriert.

---

893 Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – BioSt-NachV) vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174).

894 BT-Drs. 16/13326, S. 60.

895 BT-Drs. 16/13326 S. 38.

896 Behördenbefragung im Rahmen der Erstellung des EEG-EB.

Das Informationsregister dient der Transparenz und der besseren Kontrollierbarkeit der Nachweisführung bzgl. Strom aus flüssiger Biomasse[897].

Die genaue Tätigkeit der BLE kann jedoch mangels hinreichend praktischer Umsetzung der BioStNachV bislang nicht näher bewertet werden. Da diese erst anläuft, sieht sich die BLE auf Anfrage noch nicht in der Lage, diesbezügliche Aussagen zu treffen. Erste Erfahrungen mit der Umsetzung der Verordnung werden aus der Sicht der BLE frühestens Ende 2010 mit der Evaluierung der Verordnung und Erstellung des Erfahrungsberichts nach § 71 BioSt-NachV[898] vorliegen.

9.2.1.3 Einrichtung eines Strom-Herkunftsnachweisregisters

Durch das Europarechtsanpassungsgesetz[899] wurde der bisherige § 55 EEG, wonach sich Anlagenbetreiber für ihren EE-Strom von einem Umweltgutachter einen Herkunftsnachweis ausstellen lassen können, neu gefasst. Herkunftsnachweise bescheinigen die Herkunft des Stroms aus einer erneuerbaren Energiequelle[900]. In § 3 Nr. 4a EEG ist hierfür eine Legaldefinition des Begriffes „Herkunftsnachweis“ eingefügt worden. Demgemäß handelt es sich um ein „elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Endkunden im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Abs. 1 Nr. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus Erneuerbaren Energien erzeugt wurde.“ Nach § 55 Abs. 3 iVm. Abs. 4 EEG richtet das UBA eine elektronische Datenbank ein, in der die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen registriert wird (Herkunftsnachweisregister). Anders als bisher sollen nun nicht mehr Umweltgutachter im Sinne des Umweltauditgesetz (UAG)[901], sondern das Umweltbundesamt mit der Ausstellung der Nachweise befasst sein.

Die Einrichtung des Registers dient der Umsetzung von Art. 15 Abs. 5 der EE-Richtlinie (RL 2009/28/EG), der die Mitgliedsstaaten verpflichtet, geeignete Maßnahmen zu ergreifen, die sicherstellen, dass Herkunftsnachweise elektronisch ausgestellt, übertragen und entwertet werden und genau, zuverlässig und betrugssicher sind. Insbesondere soll die Ausstellung

---

897 BT-Drs. 16/13326 S. 60.

898 § 71 BioSt-NachV: „Die zuständige Behörde evaluiert diese Verordnung regelmäßig und legt der Bundesregierung erstmals zum 31. Dezember 2010 und sodann jedes Jahr einen Erfahrungsbericht vor“.

899 Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

900 *C. Kahle*, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 55 Rn.5.

901 Gesetz zur Ausführung der Verordnung (EG) Nr. 761/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. März 2001 über die freiwillige Beteiligung von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS) (Umweltauditgesetz – UAG) vom 4. September 2002 (BGBl. I S. 3490), zuletzt geändert durch Gesetz vom 17. März 2008 (BGBl. I S. 399).

von mehreren Nachweisen für dieselbe Menge Strom aus Erneuerbaren Energien verhindert werden.

Durch das Europarechtsanpassungsgesetz wurde auch § 64 EEG um die Absätze 4 und 5 erweitert, in denen entsprechende Verordnungsermächtigungen zur näheren Ausgestaltung im Bereich des Herkunftsnachweisregisters normiert wurden. So kann das BMU gemäß § 64 Abs. 4 Nr. 5 EEG im Einvernehmen mit dem BMWi eine juristische Person des öffentlichen Rechts oder des Privatrechts mit der Führung des Registers betrauen.

9.2.1.4 Zusammenfassung dieses Kapitels und etwaige Handlungsempfehlungen

Kapitel 9.2.1 liefert eine kurze Beschreibung samt Rechtsgrundlage der bestehenden Register im Bereich der Erneuerbaren Energien, zum einen das Photovoltaikanlagenregister (9.2.1.1) und zum anderen das Anlagen- und das Informationsregister nach der BioSt-NachV (9.2.1.2). Darüber hinaus wird das geplante Stromherkunftsnachweisregister umschrieben (9.2.1.3).

Handlungsempfehlungen:

- Hinsichtlich des unberechtigten Verlangens nach Registrierungsbestätigungen durch die Netzbetreiber von den Anlagenbetreibern (PV-Register) empfiehlt sich eine Klarstellung, dass entweder ein solcher Anspruch nicht besteht oder dass die BNetzA zur Ausstellung eines entsprechenden Nachweises verpflichtet ist (siehe oben 9.2.1.1).
- Bewertung der unterschiedlichen Register siehe 8.9.

9.2.2 Vereinfachung und Transparenz durch ein Anlagenregister nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG

In Alternativität zur bisherigen Praxis des Datenaustausches nach den §§ 45 ff. EEG (siehe oben 9.1.1) steht die Schaffung eines Anlagenregisters nach der Verordnungsermächtigung in § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG, in dem sämtliche Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien verzeichnet werden sollen.

Dass ein Anlagenregister das bestehende System des gegenseitigen Informations- und Datenaustausches zumindest teilweise substituieren kann, ergibt sich unmittelbar aus dem Gesetz. Denn gemäß § 45 S. 3 EEG sind Daten, die von dem einzurichtenden Anlagenregister erfasst würden, ab dem Zeitpunkt ihrer Veröffentlichung nicht mehr nach den §§ 45 ff. EEG zu übermitteln. Dennoch geht der Zweck eines Anlagenregisters weiter als der des Datenaustausches nach den §§ 45 ff. EEG. Während dies nämlich nur die Vereinfachung des bundesweiten Aus-

gleichs verfolgt[902], soll ein Anlagenregister die Transparenz des EEG insgesamt über diesen Zweck hinaus erhöhen[903].

Der Gesetzgeber erläutert in seiner Begründung zur Verordnungsermächtigung, dass ein Anlagenregister die Transparenz deutlich erhöhen, den Ausbau Erneuerbarer Energien nachvollziehbarer machen und den Netzbetreibern die Abwicklung der durch das EEG übertragenen Aufgaben erleichtern kann[904]. Um diesen Zwecken eine entsprechende Wirksamkeit zu verleihen, besteht die Verpflichtung zur Vergütung nach Einrichtung des Anlagenregisters nur, wenn der Anlagenbetreiber die Eintragung der Anlage in das Anlagenregister beantragt hat (§ 16 Abs. 2 S. 1 EEG).

9.2.2.1 Inhalt der Ermächtigungsgrundlage

Gemäß § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 lit. a) EEG wird die Bundesregierung ermächtigt, ein öffentliches Anlagenregister einzurichten. Welche Behörde mit der Führung des Anlagenregisters betraut sein soll, lässt sich weder dem Gesetzestext noch der Kommentarliteratur zum EEG entnehmen[905].

Überdies bestimmen die Buchstaben b) und c) den Gestaltungsspielraum bei der Ausgestaltung des Anlagenregisters. Demgemäß können in der Verordnung die zu übermittelnden Informationen und die zur Übermittlung Verpflichteten geregelt sowie verwaltungsrechtlich-technische Regelungen zum Datenschutz, zur Erhebung von Gebühren, zu gebührenpflichtige Amtshandlungen und Gebührensätzen getroffen werden.

Die Verordnungsermächtigung gibt bezüglich des Inhalts und des Umfangs des Anlagenregisters keine konkreten Vorgaben. Wegen des umfassenden Verordnungszwecks steht der Bundesregierung ein weiter Verordnungsspielraum zu[906]. Die Festlegung der zu registrierenden Informationen oder der Verpflichteten hat also am Maßstab des mit der Einrichtung des Anlagenregisters verfolgten Zweckes (Erhöhung der Transparenz und Vereinfachung) zu erfolgen.

---

902 Vgl. § 45 Satz 1 EEG „[…]einander die für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten[...]“.

903 Vgl. § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9 „[…]zur weiteren Erhöhung der Transparenz und Vereinfachung des bundesweiten Ausgleichs[…]“.

904 Bezogen auf § 15 Abs. 3 EEG 2004, BT-Drs. 15/2864, S. 50; im Folgenden werden oftmals Gesetzesbegründung und Kommentarliteratur zum EEG 2004 hinzugezogen, da die neuere Literatur zu den §§ 45 ff. sowie § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG 2009 eine Kommentierung/Begründung (teilweise) nicht vornimmt und vielmehr selbst auf ebendiese älteren Nachweise verweist, vgl. etwa *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 64 Rn, 17; BT-Drs. 16/8148, S. 76.

905 § 15 Abs. 3 S. 3 EEG 2004 sah vor, die Führung einer dem BMU nachgeordneten Bundesbehörde oder einer juristischen Person des Privatrechts zuzuweisen.

906 *P. Salje*, EEG Kommentar, 4. Aufl. 2007, § 15 Rn. 68.

9.2.2.2 Bestimmung des Umfangs der zu registrierenden Informationen

Die Bestimmung des genauen Umfangs der zu registrierenden Informationen ist an dem mit der Einrichtung eines Anlagenregisters verfolgten Zwecken, also der Erhöhung der Transparenz (dazu 9.2.2.2.1) sowie der Erleichterung der Handhabung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (dazu 9.2.2.2.2), auszurichten. Im Hinblick auf die Möglichkeit der Errichtung eines Anlagenregisters nach § 15 Abs. 3 EEG 2004 führte der Gesetzgeber in der Gesetzesbegründung[907] folgendes aus:

> *„Ein solches [Anlagenregister] kann die Transparenz deutlich erhöhen, den Ausbau der Erneuerbaren Energien nachvollziehbarer machen und den Netzbetreibern die Abwicklung der durch dieses Gesetz übertragenen Aufgaben erleichtern".*

Der Umfang der zur Erreichung dieser Zwecke bestenfalls zu registrierenden Informationen ist jedoch im Hinblick auf den eingeschränkten Wortlaut des § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG, der nur die Pflicht zur (erstmaligen) Registrierung einer Anlage vorsieht, einzuschränken (dazu 9.2.2.2.3.).

9.2.2.2.1 Erhöhung der Transparenz

Mit dem Begriff der Transparenz wurde ein neuer, unbestimmter Rechtsbegriff in das EEG eingeführt. Unter Transparenz wird gemeinhin die Deutlichkeit bzw. die Verstehbarkeit von Zusammenhängen verstanden[908].

Der Gesetzgeber hat bei Erlass des EEG 2004 eine Erhöhung der Transparenz im Rahmen der Einrichtung eines Anlagenregisters in Zusammenhang mit vier Bereichen benannt: dem Verbraucherschutz[909], der Ermöglichung eines Überblicks über die Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien[910], der Durchführung der Ausgleichsregelung[911] und der Wirksamkeit des EEG insgesamt.

---

907 BT-Drucks. 15/2864, S. 50.

908 Duden, Band 5: Fremdwörterbuch, S. 1051.

909 Vgl. hierzu Gesetzesbegründung zum EEG 2004, Kapitel VIII. „Wesentliche Änderungen gegenüber der geltenden Rechtslage", Ziffer 7 „Verbraucherschutz und Transparenz": *„Verschiedene Änderungen dienen dem Verbraucherschutz. Dazu zählen insbesondere die Erhöhung der Transparenz innerhalb der bundesweiten Ausgleichsregelung und die Regelung zur Veröffentlichung von Differenzkosten"* (BT-Drucks. 15/2864, S. 25) und zu § 15 EEG („Transparenz"): *„Der neu eingefügte § 15 dient dem Verbraucherschutz und der Transparenz des bundesweiten Ausgleichssystems"* (BT-Drucks. 15/2864, S. 50).

910 Vgl. hierzu auch Ausführungen in der Gesetzesbegründung zum EEG 2004 zu § 4 Abs. 1 Satz 2 EEG, der für den Fall, dass von der Verordnungsermächtigung des § 15 Abs. 3 EEG Gebrauch gemacht wird, die Verpflichtungen des Netzbetreibers zum vorrangigen Netzanschluss von EE-Anlagen sowie zur vorrangigen Abnahme und Übertragung von in EE-Anlagen erzeugten Stroms von der Bedingung der Beantragung der Eintragung in dieses Register abhängig macht: *„Ein solches Register [nach § 15 Abs. 3 EEG] soll zum einen den Überblick über die Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien erleichtern und mehr Transparenz ermöglichen, zum anderen den Netzbetreibern die Abwicklung des Gesetzes erleichtern. Dafür ist es erforderlich, dass alle Anlagen erfasst werden"* (BT-Drucks. 15/2864, S. 32).

911 Vgl. BT-Drucks. 15/2864, S. 50.

Im Vordergrund eines wirksamen Verbraucherschutzes steht die Höhe der Kosten, die durch die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien durch das EEG entstehen und im Zuge des Wälzungsmechanismus letztlich auf die Stromverbraucher umgelegt werden. Um das Ziel einer effektiven Kontrolle der zusätzlich durch das EEG entstehenden Kosten und deren Verständnis zu erreichen, wäre die Registrierung aller Informationen erforderlich, die für die Kostenbestimmung und Preisbildung von Bedeutung sind.

Bezüglich der Ermöglichung eines Überblicks über die Entwicklung des Ausbaus Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung ist neben der Vergütungsseite insbesondere von Interesse, wie sich der Anlagenbestand insgesamt, die einzelnen Sparten des EEG, die regionale Verteilung der Anlagen, die Höhe der installierten Leistung sowie die tatsächlich eingespeiste Strommenge gestalten. Ferner sollten umfangreiche Informationen zum Netzschluss der Anlagen, insbesondere in welches Netz die jeweilige Anlage einspeist, wer zuständiger aufnehmender Netzbetreiber und regelungsverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber ist sowie die Feststellung der Spannungsebene des Anschlusspunktes an das Netz der allgemeinen Versorgung, erhoben werden, um auch eine bessere Nachvollziehbarkeit der Ausgleichsregelung zu erreichen. Die Betrachtung einer „Entwicklung“ erfordert logischerweise die Fortschreibung eines einmal festgelegten Zustands. Insofern würde das Ziel der Gewinnung eines Überblicks über die Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien eine dynamische Ausgestaltung des Registers erfordern.

Neben der Verwendung des Begriffs „Transparenz“ in der Gesetzesbegründung im Zusammenhang mit Verbraucherschutz, Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien sowie Durchführung der Ausgleichsregelung soll die Transparenz an sich erhöht werden. Insofern kommt der Transparenz ein Selbstzweck zu, der auf die Wirksamkeit des Gesetzes im Ganzen bezogen werden kann. Im Vordergrund stehen hierbei insbesondere die in § 1 EEG genannten allgemeinen Gesetzeszwecke, namentlich die Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung sowie die Förderung der Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien.

Der Aussagewert des Registers hängt zum Teil auch davon ab, ob die Informationen allein anlagenscharf dargestellt werden oder ob darüber hinaus die Möglichkeit besteht, zusätzlich eine Gesamtschau der erhobenen Informationen zu erhalten. Je feiner ein System der Kombinationsmöglichkeiten einzelner oder aggregierter Informationen ausgestaltet wäre, desto größer ist der Erkenntnisgewinn für die Öffentlichkeit. So könnte sich ein objektives und klares Bild der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, der Vergütung des eingespeisten Stroms und der Integration von EE-Strom zeichnen lassen.

9.2.2.2.2 Vereinfachung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus

Neben der Erhöhung der Transparenz soll nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG das Anlagenregister auch der Vereinfachung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus dienen. Die in §§ 34 bis 37 EEG geregelte bundesweite Ausgleichsregelung dient der Verteilung der nach dem EEG abgenommenen und vergüteten Strommengen und der Verhinderung regionaler Ungleichbehandlungen, insbesondere auch der Stromverbraucher[912]. In der Gesetzesbegründung wird ausgeführt, dass das Anlagenregister den Netzbetreibern die Abwicklung der durch dieses Gesetz übertragenen Aufgaben erleichtern soll[913]. Zur Ermittlung der auszugleichenden Strom- und Geldmengen haben die Netzbetreiber die anlagenspezifischen Daten (Leistung, Zeitpunkt der Inbetriebnahme, eingesetzte Energieträger etc.) zu erheben[914]. Zusätzlich zu diesen Daten könnte zur Vereinfachung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus die Bereitstellung weiterer Informationen sinnvoll sein, die die Abrechnung der abgenommenen Strommengen erleichtern und eine tragfähige Grundlage für die Belastung der Netze unter Benennung der eingesetzten Technologie darstellen würden. Um diese Vereinfachung herbeizuführen, sollte jede Anlage mit einer Anlagennummer versehen sowie die abgegebene bzw. aufgenommene Strommenge je Anlage über den Netzanschlusspunkt angegeben werden.

9.2.2.2.3 Begrenzung des Umfangs der zu registrierenden Informationen

Zur Erreichung der oben dargestellten Zwecke eines Anlagenregisters sollten möglichst umfangreiche Informationen hinsichtlich Beschaffenheit und Betrieb der Anlagen zum Register gemeldet werden. Insbesondere zur Gewinnung eines Überblicks über die Entwicklung des Ausbaus Erneuerbarer Energien müsste das Register dynamisch und nicht statisch ausgestaltet werden. Die Erhebung von Angaben über den laufenden Betrieb der Anlagen würde jedoch die Auferlegung umfangreicher Berichtspflichten für die Betreiber der Anlagen erfordern. Derart ausgestaltete Verpflichtungen sind allerdings vom Wortlaut der §§ 16 Abs. 2 S. 1, 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG nicht mehr gedeckt, da nur die (erstmalige) Registrierung der Anlage selbst vorgeschrieben ist, nicht jedoch die Verpflichtung, regelmäßige Angaben über die registrierte Anlage zu machen. Damit können durch die Rechtsverordnung nur Angaben mit Bezug zur Beschaffenheit der Anlage verlangt werden. Die Verpflichtung zur Registrierung kann dagegen ohne Änderung des Gesetzes nicht um solche Informationen erweitert werden, die sich aus dem Anlagenbetrieb selbst ergeben, etwa die regelmäßige Nachmeldung der eingespeisten Strommengen (zur Aufnahme dynamischer Daten siehe Ausführungen von IWES 9.4.1). Eine Verpflichtung zur Änderung der bereits registrierten Informationen kann im Rahmen der Verordnung nach Sinn und Zweck der Regelung aber dann

912 BT-Drucks. 16/8148, S. 62.

913 BT-Drucks. 15/2864, S. 50.

914 BT-Drucks. 15/2864, S. 47.

vorgegeben werden, wenn sich die vergütungsrelevanten Anlagencharakteristika ändern, etwa eine Anlagenerweiterung oder eine Stilllegung erfolgt[915].

9.2.2.2.4 Zusammenfassung der zulässigerweise zu registrierenden Informationen

Da allein die Beschaffenheit der Anlage und nicht deren tatsächlicher Betrieb von der Informationspflicht umfasst ist, können neben Informationen zur Anlage, also deren Beschreibung einschließlich Angaben zu Betreibereigenschaft, Technologieeinsatz und Netzanschluss, keine weiteren Angaben erhoben werden, insbesondere keine, die den Betrieb der Anlage betreffen.

Die im Rahmen der Registrierung einer Anlage anzugebenden Informationen können in vier Gruppen eingeteilt werden:

9.2.2.2.4.1 Betreiberspezifische Informationen

Die erste Gruppe bilden Informationen über die Betreiber von EEG-Anlagen. Als Mindestinformation können damit Name und Anschrift des Anlagenbetreibers erfasst werden.

9.2.2.2.4.2 Anlagenspezifische Informationen

Informationen über die Anlage selbst bilden die zweite Gruppe. Neben einer durch das Register zu vergebenden, unverwechselbaren und die Identifikation der Anlage ermöglichenden Anlagennummer, gehören zu dieser Gruppe auch die Bezeichnung der Sparte nach §§ 23-33 EEG, die Nennung des genauen Anlagenstandort (Ort und Bundesland bzw. Beschreibung des Standorts von Offshore-Windparks durch Zuordnung eines individuellen Namens oder Angabe der Koordinaten), Bestimmung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme, Angaben über Änderung der Anlagencharakteristika, etwa Anlagenerweiterung oder Stilllegung (Zeitpunkt und Art der Änderung), ggf. eine genaue Beschreibung der Art des eingesetzten Energieträgers und Angabe zur installierten Leistung in kW.

9.2.2.2.4.3 Spartenspezifische Informationen

Da die Vergütungsstrukturen innerhalb der einzelnen Vergütungssparten weiter unterteilt ausgestaltet sind, bilden diese Binnendifferenzierungen die dritte Gruppe. Zu den dabei relevanten Angaben gehören z. B. § 23 Abs. 4 EEG (Wasserkraft), §§ 24 Abs. 3, 25 Abs. 3, 26 Abs. 3 EEG (Deponie-, Klär- und Grubengas), Einsatz von Altholz, NaWaRo-Bonus, Systemdienstleistungsbonus (§ 29 Abs. 2 S. 4 EEG), Biomasse in KWK-Betrieb (Biomasse), Referenzertrag, Ersatz/Erneuerung einer Repowering-

915 *T. Müller* in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, Bd. 2, EL 65, Januar 2010, § 15 Rn. 35.

Anlage gemäß § 30 EEG (Windenergie) und Anlagenart bei solarer Strahlungsenergie (Dach-, Fassaden- oder Freiflächenanlage).

9.2.2.2.4.4 Netzbezogene Informationen

Die vierte Datengruppe sind die auf das jeweilige Einspeisenetz bezogenen Angaben. Dazu gehören die Nennung des Einspeisenetzes und des zuständigen Netzbetreibers bzw. Übertragungsnetzbetreibers am Netzanschlusspunkt sowie die Bestimmung der Spannungsebenen.

9.2.2.3 Zeitpunkt der Bekanntgabe der zu registrierenden Informationen

Bei Bestimmung des Zeitpunkts der Bekanntgabe der zu registrierenden Informationen ist zwischen der Bekanntgabe der Informationen im Rahmen der (erstmaligen) Registrierung der Anlage und der Bekanntgabe von Informationen bei Änderung wichtiger Anlagencharakteristika zu unterscheiden.

Das EEG enthält keine Vorschrift, die den Anlagenbetreibern unmittelbar einen Zeitpunkt für die Anmeldung ihrer Anlage in ein eingerichtetes Register vorschreibt. Zwar kann nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG ein Anlagenregister nur dergestalt errichtet werden, dass in ihm Anlagen zu registrieren sind, Fristen für eine Eintragung der Anlagen sind jedoch nicht benannt.

Vielmehr hat der Gesetzgeber mit § 16 Abs. 2 S. 1 EEG eine Regelung aufgenommen, die die Nichtanmeldung der Anlage in das noch einzurichtende Register mit einem Rechtsverlust des Anlagenbetreibers verknüpft womit die schnellstmögliche Registeranmeldung im eigenen Interesse der Anlagenbetreiber liegt. Die Regelung ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass die mit der Errichtung des Registers verbundenen Ziele nur erreicht werden können, wenn die Eintragungen einen vollständigen Überblick über den Bestand an Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien bieten. Um diese Vollständigkeit zu gewährleisten, ist die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Abnahme des gesamten aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien angebotenen Stroms bei Bestehen eines Anlagenregisters an die Anmeldung des Anlagenbetreibers zur (erstmaligen) Registrierung gekoppelt, § 16 Abs. 2 S. 1 EEG[916].

Soweit sich nach erstmaliger Eintragung in das Register Änderungen vergütungsrelevanter Anlagencharakteristika ergeben, fehlt hinsichtlich des Zeitpunkts der Bekanntgabe der die Änderung betreffenden Informationen eine Regelung. Diese Regelungslücke ist auch planwidrig, da sich insbesondere aus der Gesetzesbegründung nicht ergibt, dass der Gesetzgeber

---

916 *T. Müller* in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, Bd. 2, EL 64, August 2009 [i.E.], § 15 Rn. 37; *V. Oschmann/A. Rostankowski*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 15 Rn. 33.

diese Regelungslücke erkannt hat und bewusst nicht regeln wollte. Für die Eintragung in das Register reicht eine formell ordnungsgemäße Anmeldung aus. Die zuständige Stelle, die mit der Führung des Registers betraut wird, hat hinsichtlich der Anmeldungen nur ein formelles, jedoch kein materielles Prüfungsrecht. Insofern ist fraglich, wie der Anlagenbetreiber zur Bekanntgabe der Änderungen betreffenden Informationen angehalten werden kann. Wie oben dargestellt, ist der Anlagenbetreiber lediglich verpflichtet, Informationen zur Beschaffenheit und nicht zum Betrieb der Anlage zum Register einzureichen. Auch wenn die registerführende Stelle diese Angaben nicht auf ihre materielle Richtigkeit hin prüft, ist jeder Anlagenbetreiber zur Angabe wahrer Tatsachen verpflichtet. Andernfalls wäre die Einrichtung eines Anlagenregisters obsolet. Aufgrund dieser Verpflichtung zur wahrheitsgemäßen Angabe der zu registrierenden Informationen ist der Anlagenbetreiber auch verpflichtet, Änderungen der bei (erstmaliger) Registrierung der Anlage geforderten Angaben dem Register mitzuteilen, und zwar unverzüglich. Die in § 16 Abs. 2 S. 1 EEG geregelte Koppelung zwischen Anmeldung und Abnahmeanspruch kann bei Verstoß gegen diese Verpflichtung nicht unmittelbar herangezogen werden, da im Falle von Änderungen der Beschaffenheit einer eingetragenen Anlage die Anmeldung denknotwendig bereits eingereicht wurde. Allerdings ist von der Möglichkeit einer entsprechenden Anwendung der Rechtsfolge des § 16 Abs. 2 S. 1 EEG auszugehen, da neben der oben aufgezeigten planwidrigen Regelungslücke auch eine vergleichbare Interessenlage gegeben ist. Das Anlagenregister dient sowohl der Transparenz als auch der Vereinfachung des Ausgleichsmechanismus. Beide Zwecke können nur erreicht werden, wenn die im Anlagenregister zusammengeführten Daten vollständig und zutreffend sind. Die Koppelung der Abnahmepflicht mit der Anmeldung in das Register in § 16 Abs. 2 S. 1 EEG soll als Sanktion für die Nichteintragung einen Rechtsverlust für den Anlagenbetreiber nach sich ziehen[917]. Da das Register zur Zweckerreichung aber nicht nur vollständig, sondern auch zutreffend zu sein hat, kann die Eintragung falscher oder falsch werdender Informationen der Nichteintragung gleichgestellt werden. Dies bedeutet, dass wie im Falle der Nichtregistrierung der Anlage auch im Falle der nicht unverzüglichen Berichtigung des Registereintrags bei Änderung von Anlagencharakteristika keine Verpflichtung der Netzbetreiber zur Abnahme des angebotenen Stroms gemäß § 16 Abs. 2 S. 1 EEG besteht. Nichtsdestoweniger erscheint eine ausdrückliche Regelung des Gesetzgebers wünschenswert.

9.2.2.4 Öffentlichkeit des Registers

Nach dem Wortlaut des § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 lit. a) EEG wird die Bundesregierung zur Errichtung eines öffentlichen Registers ermächtigt. Hinsichtlich des Begriffs „Öffentlichkeit“ des Registers sind die Ausführungen in der Gesetzesbegründung nicht eindeutig, da ausgeführt wird, dass das Register öffentlich ausgestaltet werden kann, um eine gewisse öffentliche

[917] *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 16 Rn. 53ff.

Kontrolle zu gewährleisten[918]. Die Verwendung des Wortes „kann“ in der Gesetzesbegründung und damit die Möglichkeit, auch ein nicht öffentliches Register einzurichten, steht damit im Widerspruch sowohl zum Wortlaut des § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG als auch zu den mit dem Register verfolgten Zielen, insbesondere der Erhöhung der Transparenz. Der Widerspruch ist dahingehend aufzulösen, dass das Register grundsätzlich für jeden Interessierten zugänglich sein muss, da das Bundesumweltministerium nur zur Errichtung eines öffentlichen Registers ermächtigt ist[919]. Ein nicht öffentliches Register ist nicht als Minus von der Verordnungsermächtigung mit umfasst, da nur die Herstellung einer breiten Öffentlichkeit die vom Gesetzgeber bezweckten Funktionen, insbesondere die öffentliche Kontrolle und die Erleichterung der Abwicklung durch die Netzbetreiber, erfüllen kann[920].

Allerdings kann das Bundesumweltministerium über das Maß der Öffentlichkeit im Rahmen der Verordnung nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG Vorgaben treffen. Der mit der Errichtung eines Anlagenregisters verbundene Gedanke der Publizität kann jedoch nur dann zum Tragen kommen, wenn Jedermann – ohne Nachweis eines besonderen oder wirtschaftlichen Interesses – berechtigt ist, eine Registerauskunft zu erlangen[921]. Um den Verwaltungsaufwand für eine derart breite Möglichkeit der Einsichtnahme möglichst gering zu halten, wäre es angebracht, das Register in elektronischer Form zu führen und einen Zugang über das Internet zu ermöglichen.

9.2.2.5 Zusammenfassung dieses Kapitels

Kapitel (9.2.2) gibt einen Umriss für die Einrichtung eines Anlagenregisters nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG. Unterabschnitt (9.2.2.1) erläutert den Umfang der Verordnungsermächtigung. Hierbei wird herausgearbeitet, dass die Erfassung dynamischer bzw. betriebsbezogener Daten nicht von der derzeitigen Ermächtigungsgrundlage mit umfasst ist. Sodann werden unter (9.2.2.2) die idealerweise einzutragenden Daten aufgezeigt. Im nächsten Unterabschnitt (9.2.2.3) wird auf den Zeitpunkt der Registrierung eingegangen und darauffolgend unter (9.2.2.4) betont, dass ein Anlagenregister öffentlich ausgestaltet werden muss.

9.2.3 Vergleich und Bewertung der Regelungsansätze

Die Regelungskomplexe Mitteilungspflichten nach §§ 45 ff. EEG und Anlagenregister nach §§ 16 Abs. 2 S. 1, 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG weisen eine Reihe von Gemeinsamkeiten auf, unterscheiden sich aber auch an zentralen Punkten. Im Folgenden sollen einzelne Aspekte vergleichend

---

[918] BT-Drucks. 15/2864, S. 50 zu § 15 Abs. 3 EEG 2004.

[919] *T. Müller* in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, Bd. 2, EL 65, Januar 2010, § 15 Rn. 34; so auch: *P. Salje*, EEG Kommentar, 4. Aufl. 2007 § 15 Rn. 61.

[920] *T. Müller* in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, Bd. 2, EL 64, August 2009 [i.E.], § 15 Rn. 34.

[921] *P. Salje*, EEG Kommentar, 4. Aufl. 2007, § 15 Rn. 61.

betrachtet werden und Vorzüge und Nachteile herausgearbeitet werden. Dazu wird zunächst der Umfang des in den beiden Regelungen letztlich zusammengetragenen Datenbestandes einschließlich der Aspekte der Konkretisierung und Aktualisierung verglichen (9.2.3.1.). Daneben werden die durch die verschiedenen Regelungen ermöglichte Transparenz (9.2.3.2.) und der jeweils verursachte Aufwand (9.2.3.3.) dargestellt. Schließlich findet eine erste Bewertung der beiden Regelungsansätze statt (9.2.3.4.).

9.2.3.1 Datenbestand

9.2.3.1.1 Umfang der an zentraler Stelle zusammengeführten Informationen

Ein zentrales Unterscheidungsmerkmal zwischen den Regelungsansätzen ist der letztlich an zentraler Stelle zur Verfügung stehende Datenbestand. Dieser resultiert einerseits aus der in der derzeitigen Ausgestaltung der Anlagenregisterverordnung enthaltenen Beschränkung auf statische Daten zur Anlage (siehe oben 9.2.2.2.3), während andererseits im System der Mitteilungspflichten nach §§ 45 ff. EEG letztlich nur begrenzte Erkenntnisse zum Betrieb und nahezu keine zur Anlage selbst ermöglicht werden. Nur ein Anlagenregister nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG kann derzeit genaue und umfassende Anlagencharakteristika darstellen. Dies liegt auch an den Regelungszwecken: Während die Verordnungsermächtigung zur Errichtung des Anlagenregisters weitergefasst ist und allgemein die Erhöhung der Transparenz umfasst[922], ist der Regelungszweck in den §§ 45 bis 52 EEG nach § 45 S. 1 EEG die Abwicklung und Nachvollziehbarkeit nur des Ausgleichsmechanismus. Auch durch die Inanspruchnahme der Verordnungsermächtigung in § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 7 EEG zur Konkretisierung der im Rahmen der in §§ 45 bis 52 EEG geregelten Mitteilungspflichten kann eine Erweiterung des Umfangs zu meldender Daten nicht in einem dem § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG vergleichbaren Maße erfolgen, da die Ausrichtung durch die Beschränkung auf die für die Nachvollziehbarkeit des Ausgleichsmechanismus erforderlichen Daten erhalten bleibt und keine Ausweitung auf allgemeine Transparenzgesichtspunkte erfolgt.

9.2.3.1.2 Konkretisierung des Datenbestandes

Einen weiteren wichtigen Unterschied bildet die Möglichkeit zur Konkretisierung der im jeweiligen Regime vorzulegenden Daten. Während beim Anlagenregister ein direkter Steuerungszugriff durch die Festlegung der mitzuteilenden Informationen in der Rechtsverordnung besteht, fehlt ein vergleichbarer Ansatz im Rahmen der §§ 45 bis 52 EEG. Dort sind vielmehr neben den konkreten gesetzlichen Vorgaben in den §§ 45 bis 52

[922] BT-Drs. 15/2864, S. 50; daneben bestehen als „Unterzwecke“ auch die Nachvollziehbarkeit und Vereinfachung der Abwicklung.

EEG und den weiteren abstrakten Umschreibungen, etwa in § 52 Abs. 2 EEG, zwei Arten eines indirekten Konkretisierungsansatzes enthalten:

Zum einen hat die BNetzA nach § 61 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG die Aufgabe, die Einhaltung der an die Mitteilungspflichten der §§ 45 bis 52 EEG anknüpfenden Veröffentlichungspflichten nach § 52 EEG und der ihr gegenüber bestehenden Meldepflichten nach § 51 EEG zu überwachen. Soweit dabei Verstöße festgestellt werden, indem etwa den Pflichten nicht oder aufgrund fehlender Angaben nur unzureichend nachgekommen wird, kann die BNetzA nach § 61 Abs. 2 EEG i.V.m. § 65 Abs. 1 EnWG Aufsichtsmaßnahmen ergreifen und damit ihre Rechtsauffassung über die Auslegung der zu überwachenden Verpflichtungen nach § 51 EEG rechtsverbindlich durchsetzen[923]. Problematisch ist hierbei die fehlende Möglichkeit des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, durch Weisungen im Zuge der Fachaufsicht die Umsetzung der eigenen Interpretationen der §§ 45 ff. EEG sicherzustellen, vgl. § 63 S. 2 EEG (vgl. auch 8.8). Problematisch ist überdies, dass die BNetzA in tatsächlicher Hinsicht personell mit einer umfassenden Überwachung überfordert ist und zur Überwachung der ersten Stufe des Wälzungsmechanismus nicht berufen ist[924].

Zum anderen kann eine Konkretisierung bei der Abwicklung der Meldungen durch die eingeräumte einseitige Möglichkeit zur Abfrage von Daten erfolgen: So kann neben den Übertragungsnetzbetreibern, die den Netzbetreibern inhaltliche Vorgaben durch die ihnen nach § 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG eingeräumten Möglichkeit zur Nutzung von Formularvorlagen machen, die BNetzA nach § 51 Abs. 3 EEG ebenfalls diese – § 4 Abs. 4 TEHG nachempfundene – Regelung verwenden, um eine Konkretisierung vorzunehmen.

Diese Art der Konkretisierung ist nicht unproblematisch. Sie führt zum einen für die Netzbetreiber auf der zweiten Stufe der Meldepyramide zu einer schwierigen Situation, da diese den Vorgaben der Übertragungsnetzbetreibern ausgesetzt sind, § 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG, ihrerseits aber keine vergleichbare Möglichkeiten zur Einforderung bestimmter Daten von den Anlagenbetreibern haben. Zum anderen könnte sich die Regelung insbesondere vor dem Hintergrund der ungeklärten Rechtsfolgen einer nicht rechtzeitig erfolgten Mitteilung als besonders streitanfällig erweisen, da die Möglichkeit zur Vorgabe von Formularen und damit zur Bestimmung der mitzuteilenden Angaben nur eine Konkretisierung ohnehin bestehender Verpflichtungen ist. Schließlich besteht das Problem, für die Vielzahl denkbarer Fälle geeignete Formulare zu entwickeln, die sicherstellen, dass alle relevanten Informationen mitgeteilt werden, ohne überzogene, im Einzelfall nicht erfüllbare Anforderungen zu stellen.

---

923 Vgl. zu den Möglichkeiten nach § 19a EEG *T. Müller*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 19a Rn. 18 ff; *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 32ff.

924 Vgl. den Problemaufriss in 10.4.1.

Diese beiden Konkretisierungsmöglichkeiten bleiben jedoch deutlich hinter den durch die Verordnungsermächtigung ermöglichten Festlegungsrechten nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 lit. b) EEG zurück, da sie lediglich den gesetzlichen Rahmen nachzeichnen, aber keine darüber hinausgehenden zusätzlichen Informationspflichten schaffen können. Eine solche Möglichkeit wird zwar im Rahmen der Verordnungsermächtigung zur Konkretisierung der im Rahmen der Mittelungspflichten in § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 7 EEG eröffnet. Dadurch kann aber der Umfang der mitzuteilenden Informationen nur sehr begrenzt erweitert werden, da zum einen nur für die Nachvollziehbarkeit des Ausgleichsmechanismus relevante Daten erfasst sein können und zudem ein Erforderlichkeitsvorbehalt besteht[925].

9.2.3.1.3 Aktualisierung der Daten

Eine Unterscheidung zwischen den Reglungsansätzen besteht auch hinsichtlich der laufenden Aktualisierung des Datenbestandes. Der Nutzen des Datenbestandes wird neben dessen Umfang gerade durch die Abbildung der jeweils aktuellen Situation bestimmt. Im Regelungskomplex der Mitteilungspflichten erfolgt nach § 51 EEG[926] eine jährliche Aktualisierung der dynamischen Informationen jeder einzelnen Anlage durch die Mitteilung an die BNetzA. Da bei dieser Meldung jedoch statische Angaben zur Anlage nahezu entbehrlich sind, erfolgt diesbezüglich auch keine Aktualisierung.

Auch § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG regelt nicht ausdrücklich, welche Konsequenzen eine Veränderung der Anlagencharakteristika für die Registrierungspflichten nach sich zieht. Allerdings besteht in analoger Anwendung des § 16 Abs. 2 S. 1 EEG (es könnte auch § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 lit. b) EEG herangezogen werden) eine Verpflichtung zur unverzüglichen Meldung von vergütungsrelevanten Veränderungen (siehe oben 9.2.2.3).

9.2.3.2 Ermöglichte Transparenz der Regelungsansätze

Die §§ 45 ff. EEG führen zu einer, wenn auch noch in ihrer Reichweite eingeschränkten, dennoch erheblichen Erhöhung der Transparenz des EEG. Auch ein nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG mögliches Anlagenregister könnte einen solchen Effekt hervorrufen. Allerdings unterscheiden sich der Grad und die Art der Transparenz der beiden Regelungskomplexe deutlich. Die §§ 45 ff. EEG führen insbesondere zu einer systeminternen Verbesserung des Kenntnisstandes, während § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG in der Lage ist, sowohl für die am EEG Beteiligten als auch für die Öffentlichkeit zusätzliche Informationen bereitzustellen.

Die §§ 45 ff. EEG erhöhen die Transparenz differenziert auf drei verschiedenen Wegen: durch die verstärkten Meldepflichten untereinander, mittels

---

925 *M. Findeisen,* in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 64 Rn. 29.

926 Aufbauend auf die ebenfalls jährlichen Meldungen nach § 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG und § 46 Nr. 3 EEG.

der Datenübermittlung an die BNetzA und in Verbindung mit § 52 EEG durch die Veröffentlichungspflichten.

Der deutlichste Transparenzgewinn wird für die unmittelbar am Wälzungsmechanismus beteiligten Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen erreicht, indem die gegenseitig zur Verfügung zu stellenden Daten sehr umfangreich ausgestaltet werden. Allerdings ist anzumerken, dass ein für den Regelungszweck zu umfangreiches Informationsaufkommen zu Unübersichtlichkeiten und so zu Transparenzverlusten führen kann.

Der BNetzA wird durch die Meldepflichten des § 51 EEG ein verbesserter Einblick verschafft, auch um den ihr übertragenen Überwachungsaufgaben zu bestimmten EEG-Verpflichtungen gemäß § 61 Abs. 1 S. 1Nr. 1 und 3 EEG nachkommen zu können. Allerdings ist dieser Transparenzeffekt begrenzt, da der BNetzA aufgrund des bei ihr einlaufenden Datenumfangs eine umfassende Prüfung der Daten nicht möglich ist.

Schließlich wird auch für die (interessierte) Öffentlichkeit ein Transparenzgewinn erreicht. Dieser ist jedoch stark eingeschränkt und wird zum einen durch die den einzelnen Netzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen auferlegten Veröffentlichungspflichten nach § 48 Abs. 1, 52 EEG, zum anderen mittelbar durch den gegenüber der BNetzA bestehenden Auskunftsanspruch nach § 3 Abs. 1 Umweltinformationsgesetz (UIG)[927] ermöglicht. Die Veröffentlichungspflichten der am Wälzungsmechanismus beteiligten Netzbetreiber nach § 52 EEG und für den Sonderfall der Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich nach § 48 Abs. 1 EEG umfassen zwar sämtliche im Meldesystem der §§ 45 ff. EEG vorhandenen Daten (zu einer eigenen Veröffentlichungspflicht für die BNetzA siehe oben 9.1.1.3.7). Allerdings sind sie in ihrer Aussagekraft durch die jeweils regionale Beschränkung und die Verteilung auf die jeweiligen Seiten der etwa 850 Netzbetreiber begrenzt. Überdies sind die Angaben auf den Internetseiten der Netzbetreiber nur schwer zu finden und nach verschiedenen Stichproben nicht vorhanden bzw. auffindbar oder unvollständig[928]. Außerdem fehlt es regelmäßig aufgrund verschiedener Darstellungen an einer Vergleichbarkeit der Angaben, jedenfalls ist eine solche nur unter großem Aufwand herzustellen. Schließlich – und dies ist einer der gravierendsten Unterschiede, der die Transparenzwirkung massiv einschränkt – sind die Daten nur bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten. Anschließend sind sie nicht mehr verfügbar. Ein Überblick zu dem gesamten Anlagenbestand ist daher nicht möglich.

Die mittelbare, über das Umweltinformationsgesetz eröffnete Transparenz durch Auskunftsansprüche gegenüber der BNetzA ist stark eingeschränkt.

---

927 Umweltinformationsgesetz (UIG) vom 22. Dezember 2004 (BGBl. I S. 3704).

928 Vgl. etwa bei transpower Stromübertragungs GmbH unter http://www.transpower.de/pages/tso_de/EEG__KWK-G/Erneuerbare-_Energien-Gesetz/Transparenz_ %28_52_EEG %29/Uebersicht/index.htm; Würzburger Versorgungs- und Verkehrsbetriebe (Mainfrankennetze GmbH) unter http://www.mainfrankennetze.de/wvv/netz/stromnetz/eeg/52eegjahresbericht/index.html.

Ein wesentlicher Nachteil dieser Art von Transparenz ist die vom Informationsnachfragenden zu zahlende Gebühr von bis zu 500 € zuzüglich des Auslagenersatzes, § 12 Abs. 1 S. 1 UIG i.V.m. der Umweltinformationskostenverordnung[929]. Eine effektive und umfassende Abhilfe von möglichen Missständen bei der Veröffentlichung von Daten wird durch die fehlende Möglichkeit der direkten Steuerung der BNetzA durch das Bundesumweltministerium verhindert. Dieses hat im Gegensatz zu dem Grundsatz nach § 63 S. 1 EEG keine Fachaufsicht, vgl. § 63 S. 2 EEG.

Dagegen würde ein öffentliches Anlagenregister nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG eine dauerhafte und unbeschränkt zugängliche Transparenz ermöglichen. Davon könnten neben den am Wälzungsmechanismus des EEG beteiligten Unternehmen auch alle weiteren interessierten Personen profitieren. Insbesondere die Unternehmen der Energiewirtschaft könnten die für ihr Verhalten am Elektrizitätsmarkt erforderlichen Informationen erhalten, aber auch aus Sicht des Verbraucherschutzes sind wichtige Erkenntnisse zu erlangen. Allerdings ist diese Möglichkeit nach der derzeitigen Konzeption der Regelung dadurch beschränkt, dass lediglich statische Angaben zum Anlagenbestand enthalten sind, die dynamischen Informationen zu Einspeisung und Vergütung dagegen nach der derzeitigen Konzeption nicht Bestandteil des Registers wären.

9.2.3.3 Aufwand für die Regelungsadressaten

Beim Vergleich des zur Erfüllung der Verpflichtungen einhergehenden Aufwandes für die Regelungsadressaten ist zu differenzieren:

Ein Anlagenregister nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG würde die Anlagenbetreiber stärker in Anspruch nehmen, da diese selbst in stärkerem Umfang Daten über ihre Anlagen und deren Einbindung in das Netz zur Verfügung stellen müssten (siehe oben 9.2.2.2.4). Daneben bleiben aber auch Informationsnotwendigkeiten zwischen Anlagen-, Netzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen bestehen, die allerdings im Umfang geringer als im Rahmen des derzeitigen Systems nach den §§ 45 ff. EEG ausfallen könnten. Zum einen wäre lediglich eine Darlegung der für die Beurteilung des Anspruchs notwendigen Angaben vom Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber erforderlich, zum anderen müsste im weiteren Verlauf der Meldepyramide nur eine auf die für den Wälzungsmechanismus notwendigen Informationen beschränkte Weitergabe der Daten erfolgen. Auch könnte durch die Anknüpfung an die im Register enthaltenen Informationen eine Vereinfachung der gegenseitigen Mitteilungen erreicht werden. So ließen sich durch die Verwendung einer im Anlagenregister möglichen eindeutigen und unverwechselbaren Identifikationsnummer der jeweiligen Anlage Verwechslungsrisiken mit erheblich

[929] Verordnung über Kosten für Amtshandlungen der informationspflichtigen Stellen beim Vollzug des Umweltinformationsgesetzes (Umweltinformationskostenverordnung – UIGKostV) in der Fassung vom 23.8.2001, BGBl. I, S. 2247, zuletzt geändert durch Gesetz vom 22.12.2004, BGBl. I, S. 3704.

weniger Angaben ausschließen und wären Angaben zu unveränderten Anlagenmerkmalen entbehrlich, da diese dem Register entnommen werden könnten.

Dagegen nehmen die §§ 45 ff. EEG verstärkt die Netzbetreiber in Anspruch. Diese haben über die für die Abwicklung des Ausgleichsmechanismus erforderlichen Meldepflichten hinaus auch die von den Anlagenbetreibern erhaltenen Angaben weiterzureichen. Diese Daten werden damit mehrfach, jeweils von unterschiedlichen Personen an verschiedene Empfänger gemeldet. Diese Indienstnahme ist ein Eingriff in die Berufsausübungsfreiheit und daher an Art. 12 Abs. 1 GG zu messen und verhältnismäßig auszugestalten (siehe hierzu auch unten 9.2.4.1).

Auch die Zuordnung des finanziellen Aufwands ist in den Regelungsansätzen unterschiedlich ausgestaltet. Während §§ 45 ff. EEG keine gesonderte Regelung zur Kostentragung trifft und damit jedem Verpflichteten den ihm entstehenden Aufwand auferlegt, schafft § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 lit. c) EEG die Möglichkeit zur Erhebung von Verwaltungsgebühren, so dass die Kosten in stärkerem Maße vom Anlagenbetreiber zu begleichen sind.

9.2.3.4 Bewertung der Regelungsansätze im Hinblick auf ihre Leistungsfähigkeit

Die Analyse der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten nach §§ 45 bis 52 EEG einerseits und des Anlagenregisters gemäß § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG andererseits und deren Vergleich zeigt deutlich, dass beide Regelungsansätze Vorzüge, aber auch jeweils gewichtige Nachteile haben. Es ist daher festzustellen, dass beide Ansätze in ihrer Leistungsfähigkeit beschränkt sind und die jeweiligen Regelungszwecke und -motive nur bedingt erfüllen können. Es bedarf daher in jedem Fall einer Fortentwicklung.

Die Stärke des in den §§ 45 bis 52 EEG verfolgten Ansatzes ist die Berücksichtigung der dynamischen Daten des Betriebs. Seine größte Schwäche ist die Regelungskomplexität, die zu einer bei den Beteiligten am Wälzungsmechanismus für deren Aufgaben unnötigen Informationsdichte führt, verbunden mit dem dafür einhergehenden Aufwand sowie der Entfernung der Daten von den Internetseiten am Ende des Folgejahres. Insgesamt wird die aus dem EEG resultierende Datenverfügbarkeit als unzureichend eingestuft. Zwar publizieren die Übertragungsnetzbetreiber ihre Daten im Internet, aber mit unterschiedlicher Systematik und mit unterschiedlicher Datenqualität sowie lediglich zeitlich befristet. Der Statistikbericht der BNetzA liefert zwar mehr Transparenz, jedoch ermöglicht er kein zeitnahes Monitoring. Größter Vorteil eines Anlagenregisters nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG wären die durch dessen Öffentlichkeit ermöglichten zusätzlichen Funktionen für das EEG. Als unzureichend ist die Beschränkung auf Angaben zu den Anlagen und der Ausblendung des Betriebs anzusehen.

9.2.4 Weiterentwicklungsmöglichkeiten

Aufgrund der dargestellten Schwächen der beiden Regelungsansätze ist eine Weiterentwicklung zu empfehlen, wobei eine Kombination einzelner Elemente beider Regelungen sachgerecht erscheint. Dabei sollten vor dem Hintergrund der verfassungsrechtlichen Anforderungen (9.2.4.1.) die Parameter Vollständigkeit des Datenbestandes (9.2.4.2.), umfassende Transparenz (9.2.4.3.) und Verringerung des Aufwandes für die Normadressaten (9.2.4.4.) leitend sein, um die bestehenden und weiter zu verfolgenden Regelungszwecke – Vereinfachung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus und Erhöhung der Transparenz – zu verwirklichen. Schließlich werden mögliche zusätzliche Funktionen eines neuen Regimes aufgezeigt (9.2.4.5.) und Kriterien für die Auswahl der zuständigen Stelle dargestellt (9.2.4.6.).

9.2.4.1 Verfassungsrechtliche Gesichtspunkte bei der Fortentwicklung der Regelungsansätze

Unabhängig davon, ob die Regelung an Anlagen- bzw. Netzbetreiber[930] adressiert ist, stellen Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten rechtfertigungsbedürftige Eingriffe in die Berufsfreiheit des Art. 12 Abs. 1 GG dar. In beiden Fällen handelt es sich um Regelungen der Berufsausübung, die nach der vom Bundesverfassungsgericht entwickelten Dogmatik der Drei-Stufen-Lehre[931] als Eingriff mit der geringsten Intensität auf der untersten Stufe stehen. Regelungen der Berufsausübung sind statthaft, wenn sie durch hinreichende Gründe des Allgemeinwohls gerechtfertigt werden und wenn die gewählten Mittel zur Erreichung des verfolgten Zwecks geeignet und erforderlich sind sowie bei einer Gesamtabwägung zwischen der Schwere des Eingriffs und dem Gewicht der ihn rechtfertigenden Gründe die Grenze der Zumutbarkeit noch gewahrt wird[932]. Das Grundgesetz lässt dem Gesetzgeber im Zusammenhang mit Berufsausübungsregelungen ein erhebliches Maß an Freiheit[933] und räumt ihm bei der Festlegung von sozial- und wirtschaftspolitischen Zielen einen weiten Spielraum ein[934]. Dabei dürfen regelmäßig auch Zweckmäßigkeitsgesichtspunkte im Vordergrund stehen[935].

Bei der Rechtfertigung der jeweiligen Eingriffe kommt der unterschiedlichen Stellung und Betroffenheit der verschiedenen Normadressaten des

---

930 Die Wertungen für die Netzbetreiber können grundsätzlich auch auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen übertragen werden, soweit diese Daten zur Verfügung stellen müssen, insbesondere, wenn es sich um Daten handelt, die auch den Anlagenbetreibern zur Verfügung stehen. Im Weiteren werden die Elektrizitätsversorgungsunternehmen jedoch nicht mehr betrachtet, da sie für die Beurteilung der verfassungsmäßigen Zulässigkeit der Herstellung eines Datenbestandes zu Anlagen und deren Betrieb nicht relevant sind.

931 BVerfGE 7, 377 (405).

932 BVerfGE 7, 377 (405 f.); 65, 116 (125); 70, 1 (28); 78, 155 (162).

933 BVerfGE 7, 377 (405 f.).

934 BVerfGE 81, 156 (189).

935 St. Rspr, BVerfGE 77, 308 (332).

EEG eine zentrale Bedeutung zu: Auf der einen Seite werden Netzbetreiber in Anspruch genommen, um den Förderansatz zugunsten der Anlagenbetreiber zu organisieren und sind damit in ihrem Grundrecht auf Berufsfreiheit insgesamt negativ betroffen; auf der anderen Seite profitieren die Anlagenbetreiber von der im EEG festgelegten Vergütungsregelungen, da ihnen so überhaupt erst ermöglicht wird, ihren Beruf in dieser Form auszuüben.

9.2.4.1.1 Rechtfertigung des Eingriffs in die Berufsfreiheit der Netzbetreiber

Die derzeitige Regelung der gegenseitigen Meldepflichten mit anschließender Weitergabe von Daten an die BNetzA durch die Netzbetreiber, vgl. § 51 Abs. 1, 2 EEG, begegnet gewissen verfassungsrechtlichen Bedenken[936]. Dies gilt insbesondere in den Fällen, in denen die Netzbetreiber Daten zur Verfügung stellen müssen, die sie entweder von den Anlagenbetreibern erhalten haben oder die diese ebenfalls bereitstellen könnten. Bei einer Ausweitung der Pflichten zur Meldung wären aber gerade solche statischen Daten der Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen umfasst. Diese könnten regelmäßig alternativ auch durch die Anlagenbetreiber bekannt gegeben werden. Im Rahmen der Rechtfertigung des durch das System der Meldepflichten intensiven Eingriffs in die Berufsfreiheit des Art. 12 Abs. 1 GG der Netzbetreiber ist zu prüfen, ob der Gesetzgeber mit der belastenden Regelung Gründe des Allgemeinwohls verfolgt und ob die Beeinträchtigung verhältnismäßig ist. Dabei ist die Alternativität der Regelungsansätze zu berücksichtigen.

9.2.4.1.1.1 Legitimität des mit der Regelung verfolgten Zwecks

Das System der Meldepflichten mit anschließender Weitergabe der Daten an die BNetzA kann die systeminterne Transparenz des bestehenden Ausgleichsmechanismus erhöhen und der BNetzA einen verbesserten Einblick verschaffen, auch um den ihr übertragenen Überwachungsaufgaben zu bestimmten EEG-Verpflichtungen nachkommen zu können. Damit geht insgesamt eine Verbesserung der Anwendung des EEG einher und die Umsetzung des mit dem EEG verfolgten Zwecks, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Energieversorgung zu ermöglichen, kann erleichtert werden. Genauso wie der Zweck des EEG[937] entspricht auch die Optimierung der praktischen Durchführung des EEG der Staatszielbestimmung des Art. 20a GG. Damit wird unzweifelhaft ein öffentliches Interesse von hohem Rang verfolgt, wenn auch – anders als beim EEG selbst – nicht das eigentliche Instrument der Förderung Erneuerbarer Energien, sondern die bessere Anwendung des Instruments betroffen ist. Gleichwohl kann der Gesetzgeber das System der Meldepflichten der Netzbetreiber mit anschließender Weitergabe der Da-

---

936 Etwa *C. Kahle,* in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 53 Rn. 6.

937 *M. Altrock/V. Oschmann*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, Einführung, Rn. 44.

ten an die BNetzA in statthafter Weise die Belange des Umweltschutzes als Gründe des Allgemeinwohls anführen, so dass ein legitimer Zweck für die belastende Regelung vorliegt.

9.2.4.1.1.2 Geeignetheit und Erforderlichkeit der durch die Regelung gewählten Mittel zur Erreichung des verfolgten Zwecks

Vor der Frage, ob diese Gründe ausreichend sind, um keine übermäßige Belastung der durch die Regelung Betroffenen entstehen zu lassen, ist zunächst zu prüfen, ob die durch die Regelung gewählten Mittel zur Erreichung des verfolgten Zwecks geeignet und erforderlich sind. Während das derzeitige System der gegenseitigen Meldepflichten der Netzbetreiber fraglos den mit der Regelung verfolgten Zweck fördern kann und damit auch geeignet ist[938], bestehen Zweifel an der Erforderlichkeit der Maßnahme. Die Beeinträchtigung wäre nämlich nur dann erforderlich, wenn der Zweck nicht durch ein anderes, gleich effektives Mittel erreicht werden könnte, das den Grundrechtsträger weniger belastet[939]. Alternativ zu den umfassenden gegenseitigen Meldepflichten der Netzbetreiber könnten die durch das EEG begünstigten Anlagenbetreiber stärker in Anspruch genommen werden, indem sie (wie etwa bei Einrichtung eines öffentlichen Anlageregisters nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG oder der Nachweisübermittlung nach §§ 11, 13 BioSt-NachV) durch eine direkte Meldung der statischen Informationen zu ihren Anlagen an eine zentrale Stelle verpflichtet würden. Durch Wahrnehmung der in § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG geregelten Ermächtigungsgrundlage könnte das Bundesumweltministerium das Ziel der Erhöhung der (systeminternen und öffentlichen) Transparenz und der Vereinfachung des Ausgleichsmechanismus in gleich effektiver Weise erreichen, ohne die Netzbetreiber über das jetzige Maß hinaus in Anspruch nehmen zu müssen. Insofern liegt ein anderes, gleich wirksames, aber die Berufsfreiheit weniger fühlbar einschränkendes Mittel[940] vor, so dass die (weitere) Beeinträchtigung der Netzbetreiber nicht erforderlich ist. Allerdings ist in diesem Zusammenhang zu beachten, dass das Alternativmittel (hier: Einrichtung eines öffentlichen Anlagenregisters) nicht merklich höhere Aufwendungen der öffentlichen Hand notwendig machen darf[941]. Auch wenn in der nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG vom Bundesumweltministerium zu erlassenden Rechtsverordnung zur Errichtung eines Anlagenregisters die Erhebung von Gebühren für die Registrierung der Anlagen geregelt werden kann, ist fraglich, ob ein zu errichtendes Anlagenregister allein aus Gebühren finanziert werden kann. Insbesondere die erstmalige Einrichtung der Infrastruktur des Registers könnte öffentliche Aufwendungen notwendig machen, deren Ausgleich durch spätere Erhebung von Gebühren nicht gesichert ist. Sollte die Einrichtung eines Anla-

938 Vgl. BVerfGE 30, 292 (316).

939 BVerfGE 30, 292 (316); 53, 135 (145); 69, 209 (316 f.); dies gilt ausdrücklich auch für Berufsausübungsregelungen: BVerfGE 54, 301 (313).

940 Vgl. BVerfGE 80, 1 (30); 30, 292 (316); 75, 246 (249).

941 BVerfGE 77, 84 (110).

genregisters nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG tatsächlich mit einer hohen Kostenintensität verbunden sein, würde ein Alternativmittel zum System der gegenseitigen Mitteilungspflichten der Netzbetreiber mit anschließender Weitergabe an die BNetzA fehlen, so dass diese Belastung erforderlich wäre. Ferner wird dem Gesetzgeber hinsichtlich der Auswahl der Mittel und der Beurteilung von Effektivität und Eingriffsschärfe eine weite Einschätzungsprärogative zugebilligt[942], so dass es noch vertretbar erscheint, die derzeitige Regelung als erforderlich anzusehen.

9.2.4.1.1.3 Angemessenes Verhältnis des Grundrechtseingriffs zu dem angestrebten Zweck

Wie oben bereits dargelegt, werden Berufsausübungsregelungen durch jede vernünftige Erwägung des Gemeinwohls legitimiert. Der Gesetzgeber darf Gesichtspunkte der Zweckmäßigkeit in den Vordergrund stellen und besitzt hinsichtlich der Festlegung von sozial- und wirtschaftspolitischen Zielen einen weiten Spielraum[943], soweit der Betroffene nicht übermäßig belastet wird[944]. Im Rahmen der Frage der übermäßigen Belastung des Betroffenen ist eine Abwägung zwischen Eingriffszweck und Eingriffsintensität vorzunehmen, da diese in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen müssen[945]. Eingriffszweck der Auferlegung von den Meldepflichten ist die Optimierung des EEG sowohl hinsichtlich dessen Transparenz als auch im Hinblick auf dessen Funktionsweise. Anders als das EEG an sich, stellt die Regelung gegenseitiger Meldepflichten allenfalls mittelbar eine Konkretisierung des Umweltstaatsprinzips dar, welche grundsätzlich auch die Einschränkung eines Freiheitsgrundrechts wie Art. 12 Abs. 1 GG rechtfertigen kann[946]. Dem sich aus der Verpflichtung der Netzbetreiber zur Meldung bestimmter Daten ergebende Eingriff in deren Berufsausübungsfreiheit stehen mithin nicht die mit dem ganzen Gewicht des Art. 20a GG geschützten Umweltbelange gegenüber. Vielmehr kann Art 20a GG bei Bestimmung eines angemessenen Verhältnisses zwischen Eingriffszweck und Eingriffsintensität nur in abgeschwächter Form herangezogen werden. Ferner ist hervorzuheben, dass das System der gegenseitigen Meldepflichten nicht unbedingt alternativlos ist. Statt der Inanspruchnahme der Netzbetreiber könnte eine stärkere Verlagerung der Meldepflichten auf die vom EEG begünstigten Anlagenbetreiber erfolgen. Die Abwägung von Zweck und Mittel hat daher die Einrichtung einer zentralen Stelle, etwa eines Anlagenregisters, zur Meldung durch die Anlagenbetreiber einzubeziehen.

---

942 BVerfGE 77, 84 (106).

943 BVerfGE 81, 156 (189).

944 BVerfGE 83, 1 (19).

945 BVerfGE 108, 150 (160).

946 *H. Schulze-Fielitz* in: H. Dreier (Hrsg.), Grundgesetz-Kommentar, Bd. 2, 2. Aufl. 2006, Art. 20a Rn. 87.

9.2.4.1.1.4 Zusammenfassung

Zusammenfassend ist damit festzuhalten, dass dem System der Meldepflichten der Netzbetreiber mit anschließender Weitergabe der Daten an die BNetzA in zweierlei Hinsicht verfassungsrechtliche Grenzen bestehen können: Auf der einen Seite kann die Auferlegung weiterer Pflichten nur dann als erforderlich beurteilt werden, wenn die Einrichtung eines öffentlichen Anlagenregisters nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG merklich höhere Aufwendungen der öffentlichen Hand notwendig machen würde; andernfalls wäre die Errichtung eines Anlagenregisters als Mittel anzusehen, dass die Netzbetreiber weniger stark belasten würde. Auf der anderen Seite ist bei der Ausweitung des Systems gegenseitiger Meldepflichten die Zumutbarkeit des dadurch für die Normadressaten entstehenden Mehraufwands als verfassungsrechtlicher Aspekt zu berücksichtigen.

9.2.4.1.2 Rechtfertigung des Eingriffs in die Berufsfreiheit der Anlagenbetreiber

Im Hinblick auf die Beschränkung der Berufsfreiheit der Anlagenbetreiber durch Einführung eines öffentlichen Anlagenregisters ergeben sich keine verfassungsrechtlichen Bedenken.

Durch die im EEG verankerten Rechte werden EEG-Anlagenbetreiber im Vergleich zu Betreibern von Anlagen zur konventionellen Erzeugung von Strom vielfältig privilegiert, um den Anteil Erneuerbarer Energien am Gesamtstromverbrauch zu erhöhen. Die sich zusätzlich bei Errichtung eines Anlagenregisters ergebenden Informationspflichten stellen ebenfalls einen Eingriff in die Berufsfreiheit der EEG-Anlagenbetreiber dar, allerdings kann dieser vergleichsweise einfach gerechtfertigt werden. Die Errichtung eines Anlagenregisters soll der Erhöhung der Transparenz und der Vereinfachung des Ausgleichsmechanismus dienen. Damit ist eine Optimierung der gesamten sich aus dem EEG ergebenden Förderregelung verbunden, die gerade den EEG-Anlagenbetreibern zugutekommt. Da der Eingriffszweck der Regelung – wenn ggf. auch nur mittelbar – die rechtliche Position des vom Grundrechtseingriff Betroffenen stärkt, steht der Eingriffszweck in einem angemessen Verhältnis zu einer verhältnismäßig geringen Eingriffsintensität. Da die Regelung über die Errichtung eines öffentlichen Anlagenregisters mithin einen legitimen Zweck verfolgt und verhältnismäßig ist, bestehen keine verfassungsrechtlichen Bedenken.

9.2.4.2 Ermöglichung eines umfassenden Datenbestandes

Zentrales Anliegen der Weiterentwicklung der Transparenzregelungen im EEG muss es sein, einen möglichst vollständigen Datenbestand über die EEG-Anlagen und ihre Einspeisung zu erhalten. Dazu sind sämtliche Anlagen detailliert zu erfassen. Der Umfang der jeweils erforderlichen Angaben zu den einzelnen Anlagen wird dabei durch die Regelungszwecke und Funktionen bestimmt.

Dabei kann der Datenbestand für die erleichterte Abwicklung und Nachvollziehbarkeit des bundesweiten Ausgleichsmechanismus geringer ausfallen, als es für eine umfassende Transparenz erforderlich wäre. So sind im ersten Fall neben den konkreten Strommengen nur die wesentlichen Anlagencharakteristika erforderlich, um die Anlagen einer Sparte und innerhalb derer einer Vergütungsstufe zuordnen zu können. Dagegen sind im zweiten Fall etwa zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit des Instruments weitere Angaben erforderlich. Angaben zur räumlichen Verteilung von Anlagen sowie Informationen zu Anlagenherstellern und -typen können wichtige Informationen sein, die auch im Rahmen des Erfahrungsberichts erschlossen werden müssen (z. B. für die Beurteilung von § 30 EEG). Um die dort vorgesehene retrospektive Gesetzesfolgenabschätzung vornehmen zu können[947], ist eine verlässliche Datengrundlage erforderlich. Dieser Informationsbedarf des Bundesumweltministeriums wie des Gesetzgebers sollte Maßstab für die Festlegung der zu erfassenden Daten sein.

9.2.4.3 Herstellung eines öffentlich zugänglichen Datenbestandes zum EEG

Eine öffentlich zugängliche Darstellung des EEG-Anlagen- und Datenbestandes in einem Anlagenregister könnte nach dem Vorbild des § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG oder durch eine umfangreiche, über die Regelung in § 51 EEG hinausgehende Neugestaltung der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten der §§ 45 ff. EEG erfolgen und würde eine Reihe von positiven Effekten für die Abwicklung des EEG und die Akzeptanz des Gesetzes hervorrufen können. So könnte jederzeit ein verlässlicher Überblick über den Anlagenbestand und damit die Wirksamkeit des EEG erlangt werden (9.2.4.3.1). Die Daten wären zentral einsehbar und ohne Löschung fortlaufend verfügbar. Aber auch im Hinblick auf die Neuregelungen zur Eigenvermarktung (9.2.4.3.2) und zur Modifikation des Wälzungsmechanismus (9.2.4.3.3) ist ein öffentlicher Zugang zum Anlagenbestand für die Akteure des Elektrizitätsmarktes von großer Bedeutung.

9.2.4.3.1 Übersicht zum Stand des EEG

Die zu ermittelnden Daten[948] sollen dabei nicht nur Exekutive und Legislative vorbehalten bleiben[949], sondern vielmehr der Allgemeinheit zugänglich sein. Damit kann neben einem nebensächlichen Kontrolleffekt[950] in erster Linie eine Dokumentation des Ausbaus gegenüber dem die Kosten dafür tragenden Stromverbraucher erfolgen. Außerdem können weitere Daten zum EEG von Interessierten genutzt werden, beispielsweise die Winder-

947 Hierzu *T. Müller*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, Bd. 2, EEG VI, EL 57 Mai 2007, § 20 Rn. 6.

948 Dazu oben 9.2.4.2.

949 Was aufgrund des Informationsanspruchs aus dem UIG ohnehin nicht möglich wäre.

950 Vgl. BT-Drs.15/2864, S. 50; BT-Drs. 16/8148, S. 70.

tragswerte bestehender Anlagen von Planern von Windenergieanlagen oder Kommunen.

9.2.4.3.2 Markttransparenz bei Direktvermarktung

Durch die Aufnahme einer Regelung zur Direktvermarktung in § 17 EEG wurde das EEG erheblich dynamischer, da sich der Anlagenbestand durch die Nutzung der Direktvermarktungsoption nun ständig zu verändern imstande ist. Die Akteure des Elektrizitätsmarktes müssen diese Dynamik bei ihrem Marktverhalten berücksichtigen können und brauchen dazu Informationen über die Menge des im EEG-System enthaltenen Stroms bzw. zu denen am Markt angebotenen Elektrizitätsmengen.

Auch die durch den Wälzungsmechanismus zur Zahlung verpflichteten Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie die den bundesweiten Ausgleich organisierenden Netzbetreiber benötigen verlässliche Informationen über die Nutzung von EEG-Vergütung oder Direktvermarktung. Zwar haben die Anlagenbetreiber nach § 17 Abs. 1 S. 1 EEG den Wechsel zwischen der EEG-Vergütung und der Direktvermarktung dem aufnehmenden Netzbetreiber jeweils mit einem Vorlauf von mindestens einem Monat mitzuteilen. Dieser ist seinerseits nach § 47 Abs. 1 Nr. 1 EEG verpflichtet, diese Informationen unverzüglich an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weiterzureichen, da es sich bei der Einordnung einer Anlage als Direktvermarktungsanlage um eine sonstige für den bundesweiten Ausgleich erforderliche Angabe handelt, so dass auch diese über den im EEG befindlichen Anlagenbestand informiert sind. Allerdings ist eine zeitliche Verzögerung nicht auszuschließen.

Um diese negativen Auswirkungen zu vermeiden, sollte ein öffentlicher Datenbestand zu den EEG-Anlagen geschaffen werden, in dem jeweils vermerkt wird, ob eine Anlage sich für die Eigenvermarktung entschieden hat.

9.2.4.3.3 Markttransparenz bei Weiterentwicklung des Wälzungsmechanismus

Seit Inkrafttreten der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV)[951] zum 01. Januar 2010 – auf der Grundlage von § 64 Abs. 3 EEG – wurde der bundesweite Ausgleich auf der vierten Stufe (zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen) grundlegend neu organisiert[952]. Damit entfällt nach § 1 AusglMechV die physikalische Wälzung des EEG-Stroms von Übertragungsnetzbetreiber zu Elektrizitätsversorgungsunternehmen, stattdessen werden die EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber auf dem Spotmarkt verkauft, vgl. § 2 AusglMechV. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben die Mehr-

---

951 Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101).

952 Ausführlich hierzu *A. Rostankowski*, ZNER 2010, 125 ff.; *M. Altrock/Eder*, ZNER 2009, 128 ff.

kosten in Form der EEG-Umlage zu tragen gemäß § 3 AusglMechV. Auch hier ist eine genaue Kenntnis des EEG-Angebots und damit der bestehenden Anlagen und deren Verfügbarkeit eine wichtige Größe für die Entscheidung von Unternehmen zu ihrem Verhalten am Markt. Zwar verändern sich letztlich nicht die verfügbaren Strommengen und hängen die Vermarktungswege auch anders als bei der Eigenvermarktung nicht von einer Entscheidung des Anlagenbetreibers ab, dennoch ist eine genaue Kenntnis über den Anlagenbestand sachgerecht. In diesem Sinne wurde bereits bei der Entwicklung dieses Vermarktungs-Modells die Schaffung eines bundesweiten Anlagenregisters gefordert, in dem allen Marktakteuren sämtliche marktrelevanten Informationen zur Verfügung gestellt werden[953]. Auch ohne die dort enthaltene Echtzeitangabe der Stromproduktion könnte bereits eine deutliche Verbesserung der Markttransparenz erreicht werden.

Auch vor dem Hintergrund der AusglMechV sollte daher ein öffentliches Anlagenverzeichnis geschaffen werden.

9.2.4.4 Vereinfachung des Verfahrens

Ein wichtiges Anliegen muss es auch sein, dass zur Herstellung der gebotenen Transparenz erforderliche Verfahren so einfach wie möglich auszugestalten. Dabei sollte insbesondere geprüft werden, ob die in den §§ 45 ff. EEG angelegte Verschränkung der beiden Anliegen – Organisation des für den Wälzungsmechanismus erforderlichen Informationsflusses und Herstellung einer umfassenden Transparenz zu den Wirkungen des EEG – sinnvoll ist. Die für den bundesweiten Ausgleichsmechanismus erforderlichen Angaben müssen auch in Zukunft jedenfalls auch entlang der Wälzungskette organisiert werden. Andere Informationen können aber eher aus dieser Meldepyramide ausgesondert werden und direkt dem Anlagenverzeichnis gemeldet werden. Dadurch würden die am Wälzungsmechanismus beteiligten Unternehmen von Aufgaben, die ihre eigentliche Funktion nicht betreffen, entlastet. So wäre eine anlagenscharfe Weitergabe der Strommengen und Vergütungszahlungen nicht mehr erforderlich, wenn diese parallel direkt von den Anlagenbetreibern zur Verfügung gestellt werden müssten. Um ein Auseinanderfallen der Angaben zu vermeiden, kann eine punktuelle Verknüpfung der beiden Systeme erfolgen.

Die Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen könnten sogar ihrerseits auf bestimmte Daten des öffentlichen Verzeichnisses zurückgreifen, um ihre Aufgaben möglichst effizient zu organisieren, etwa die Nutzung einer allgemein verständlichen und unverwechselbaren Anlagenidentifikationsnummer.

---

[953] bne, EEG-Gutachten, S. 8, 39 f. siehe aber auch S. 41

9.2.4.5 Mögliche zusätzliche Funktionen eines geänderten Regelungsansatzes

Neben den Kriterien zur sachgerechten Strukturierung der Transparenzregelung ist ebenfalls zu prüfen, ob eine solche Regelung nicht gleichzeitig zu weiteren Zwecken genutzt werden könnte. Dies ist immer dann sinnvoll, wenn die ohnehin notwendigen Strukturen ohne großen Mehraufwand so genutzt werden können, dass der Nutzen durch die zusätzlichen Funktionen für das EEG insgesamt den Aufwand überwiegt. Als Zusatzfunktionen werden ein Verfahren zur Zuordnung von Anlagen zu den Vergütungsstufen (9.2.4.5.1), die Ergänzung des Anlagenverzeichnisses um Planungsdaten und eine darauf aufbauende Konkretisierung der Netzausbaupflicht (9.2.4.5.2) als sinnvoll erachtet.

9.2.4.5.1 Erleichterte Zuordnung der Anlagen zu Vergütungsstufen

Die Meldung der Anlage und deren Eintragung in ein Verzeichnis könnte über § 16 Abs. 2 S. 1 EEG hinaus mit einer konstitutiven Wirkung hinsichtlich des Vergütungsanspruchs ausgestaltet werden. So könnten für den Vergütungsanspruch – nach dem Vorbild des § 6 KWKG[954] – bestimmte Angaben und Nachweise über die EEG-Anlage zu machen sein. Damit ließen sich Rechtsunsicherheiten und -streitigkeiten vermeiden, zudem könnten die Netzbetreiber von administrativen Aufgaben bei der Abwicklung des EEG entlastet und eine einheitliche Handhabung der Tatbestandsmerkmale gewährleistet werden.

Eine solche Regelung wäre auch mit dem privatrechtlichen Charakter des EEG vereinbar, der dadurch nicht grundlegend geändert würde. Vielmehr würde nur an einer Stelle im Gesetzesvollzug eine hoheitliche Entscheidung mit Wirkung gegenüber den Privaten erfolgen[955]. Eine solche Funktion ließe sich dann ohne großen Vollzugsaufwand regeln, wenn die Einordnung grundsätzlich auf der Basis eines privaten Gutachtens bzw. in einfachen Fällen auch aufgrund des Nachweises des Installateurs durch die Register führende Stelle erfolgen würde[956]. Diese wäre dann nur im Zweifelsfalls und stichprobenartig involviert.

Eine solche Konzentration der Entscheidung über die Zuordnung der Anlagen zu den Vergütungssätzen könnte von einer prozessrechtlichen Vereinheitlichung flankiert werden, indem die Entscheidungen bundesweit nur einem Gericht zugewiesen werden könnten. Damit könnte ein erheblicher Gewinn an Sachkunde und eine größere Berechenbarkeit der Rechtsprechung zum EEG einhergehen.

---

954 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG 2002) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Gesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).

955 Parallelen bestehen bereits in §§ 40 ff., 61 EEG.

956 Vorbild könnte etwa die Berichterstattung zu den Kohlendioxidemissionen durch private Sachverständige im Rahmen des TEHG sein, vgl. dort § 5 Abs. 3 Satz 1.

9.2.4.5.2 Anknüpfungspunkt für Netzausbaupflicht

Ein Anlagenregister könnte bei entsprechender Ausgestaltung auch bezüglich der Konkretisierung der Netzausbaupflicht hilfreich sein. Dazu wäre es erforderlich, auch Anlagen im Planungsstadium in das Verzeichnis aufzunehmen, um so einen frühzeitigen Überblick zu erhalten. Aus diesem Überblick von Bestand und Planung lassen sich zukünftige Netzengpässe leichter prognostizieren und frühzeitig Abhilfe schaffen. Eine vergleichbare Regelung enthält § 9 KraftNAV[957], so dass sich eine entsprechende EEG-Regelung in das bestehende System gut einfügen würde.

9.2.4.6 Übertragung der Aufgabe an eine zuständige Stelle

Das EEG regelt in § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 nicht, welche Stelle mit der Führung des Anlagenverzeichnisses betraut werden soll. Dies dürfte aber in die weite Einrichtungs- und Ausgestaltungskompetenz der Bundesregierung nach Nr. 9 lit. a) und b) fallen[958].

Gemäß § 15 Abs. 3 S. 3 EEG 2004 konnte die Führung des Anlagenregisters einer dem BMU nachgeordneten Bundesbehörde oder einer juristischen Person des Privatrechts übertragen werden. Die Möglichkeit der Übertragung auf eine juristische Person des Privatrechts ist aber mit der Schaffung des § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG modifiziert worden: Grundsätzlich können Private in zwei Formen in die Verwaltung eingebunden werden: als Beliehene oder Verwaltungshelfer. Beliehene sind Privatpersonen, die mit der selbständigen Wahrnehmung bestimmter Verwaltungsaufgaben im eigenen Namen betraut werden[959]. Wegen der Übertragung von Hoheitsrechten bedarf die Beleihung einer gesetzlichen Grundlage, d.h. sie erfolgt durch oder aufgrund eines Gesetzes[960]. Nach der nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG geltenden Rechtslage ist die Zuweisung der Führung eines Anlagenregisters an eine Privatperson als Beliehene nicht mehr möglich, da die Norm – im Gegensatz zu § 15 Abs. 3 S. 3 EEG 2004 – eine solche nicht mehr zulässt. Auch die Inanspruchnahme einer juristischen Person des Privatrechts als Verwaltungshelfer ist nicht möglich. Verwaltungshelfer sind ebenso wie Beliehene Privatpersonen, die zur Erledigung von Verwaltungsaufgaben von der Verwaltung herangezogen werden. Allerdings ist der Verwaltungshelfer als Werkzeug lediglich in den Verwaltungsvollzug einer Behörde eingebunden[961]. Er arbeitet unselbständig und die Zuständigkeit und Verantwortung verbleibt bei der Behörde[962]. Da aber die Zuständigkeit der Behörde hier auch in Frage steht, ließe sich

---

957 Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energien (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) vom 26.06.2007 (BGBl. I, S. 1187).

958 Vgl. *P. Salje*, EEG, 4. Aufl. 2007, § 15 Rn. 68.

959 *H. Maurer,* Allgemeines Verwaltungsrecht, 17. Aufl. 2009, § 23 Rn. 56.

960 *H. Maurer,* Allgemeines Verwaltungsrecht, 17. Aufl. 2009, § 23 Rn. 57.

961 *H. Maurer,* Allgemeines Verwaltungsrecht, 17. Aufl. 2009, § 23 Rn. 59.

962 *F. Kopp/U. Ramsauer*, VwVfG, 10. Aufl. 2008, § 1 Rn. 59.

im Vorhinein nicht beantworten, bei welcher Behörde eine juristische Person des Privatrechts als Verwaltungshelfer tätig werden kann. Verwaltungshelfer nehmen klassischerweise untergeordnete Tätigkeiten ohne eigene Entscheidungsmacht wahr[963].

Als öffentliche Stellen, die mit der Führung des Anlagenregisters betraut werden könnten, kommen aufgrund Art. 87 Abs. 3 S. 1 GG nur Bundesoberbehörden in Betracht. Damit kämen grundsätzlich die bereits mit der Abwicklung des EEG betrauten Bundesoberbehörden in Betracht, also die BNetzA, das Umweltbundesamt oder auch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Bei der Auswahl der zuständigen Stelle sind die Aspekte Leistungsfähigkeit und Einflussnahme mittels der Instrumente der Fachaufsicht durch das Bundesumweltministerium ausschlaggebend (siehe 8.8). So muss die Stelle organisatorisch, personell und finanziell in der Lage sein, die Aufgabe wahrzunehmen. Diese müssten bei allen Behörden erst geschaffen werden. Anders als etwa bei der Zuordnung der Überwachungsaufgaben nach § 61 EEG besteht auch keine besondere Sachnähe einer Behörde zu der hier fraglichen Aufgabenübernahme, so dass sich die Auswahl aufgrund dieser Nähe aufdrängen würde. Das Umweltbundesamt kann auf Erfahrungen mit dem Emissionshandelsregister[964], das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf Ihre Tätigkeit im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes[965] und die BNetzA auf Erfahrungen aus der bisherigen Zuständigkeit nach § 51 EEG, den Aufgaben nach §§ 61 EEG[966] und den sonstigen Zuständigkeiten im Bereich der Elektrizitätswirtschaft zurückgreifen. Im Hinblick auf die Einflussnahme durch das für das EEG zuständige Bundesumweltministerium kommt der Möglichkeit zur Ausübung der Fachaufsicht große Bedeutung zu. Nur so kann sichergestellt werden, dass inhaltliche Streitfragen im Sinne des Bundesumweltministeriums entschieden werden können. Daher ist eine Übertragung der Zuständigkeit auf die BNetzA im Lichte von § 63 S. 2 EEG kritisch zu sehen.

9.2.4.7 Registerführung bei den Netzbetreibern

Möglich wäre es, die Netzbetreiber explizit per Verordnung mit der Führung eines Anlagenregisters zu betrauen. Hierfür müsste allerdings eine Änderung der Verordnungsermächtigung in § 64 Abs. 1 S .1 Nr. 9 EEG erfolgen, da die bisherige Formulierung eine solche Aufgabenzuweisung an Private nicht zulässt (vgl. 9.2.4.6). Sieht man von diesem gesetzes-

963 *F. Kopp/U. Ramsauer* VwVfG, 10. Aufl. 2008, § 1 Rn. 59.

964 § 14 Abs. 1 Satz 1 i.V.m. § 10 Abs. 1 Satz 2 des Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) vom 8. Juli 2004 (BGBl. I S. 1578), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 16. Juli 2009 (BGBl. I S. 1954).

965 § 10 Abs. 1 des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG) vom 19.03.2002, BGBl. I, S. 1092, zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).

966 Hierzu *P. Salje*, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 61; *U. Ehricke,* in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 1. Aufl. 2010, § 61.

technischen Problem ab, so ist überdies allerdings fraglich wie eine solche Registerführung konkret aussehen könnte. Wenn man nach wie vor an den Gesichtspunkten der Transparenz und der Vereinfachung des Wälzungsmechanismus festhalten will, so sollte die Registerführung möglichst zentral und obligatorisch öffentlich ausgestaltet sein. Eine Registerführung durch die Verteilnetzbetreiber ist angesichts deren Anzahl (ca. 850 VNB) kritisch zu sehen. Sie hätte aber den Vorteil, dass von einem exakten und belastbaren Datenbestand ausgegangen werden kann, wenn die Daten direkt vom Anlagenbetreiber zu den Netzbetreibern gelangen. Hier ist das Risiko, dass die Daten fehlerbehaftet sind umso geringer. Der Nachteil besteht allerdings darin, dass es dann bundesweit ebenso viele Anlagenregister wie Verteilnetzbetreiber (ca. 850) gäbe, was zu Lasten der Transparenz der Daten und der Übersichtlichkeit des Datenbestandes führen würde. Der Sinn der bisherigen Verordnungsermächtigung liegt gerade darin, dass die Schaffung *eines zentralen* Verzeichnisses ermöglicht werden soll. Ein weiterer Nachteil ist, dass es oftmals zeitintensiv sein kann, die entsprechenden Daten auf den Internetseiten eines Netzbetreibers zu finden.

Zielführender im Hinblick auf Transparenz und Übersichtlichkeit wäre also eine Registerführung durch die (vier) Übertragungsnetzbetreiber. Gemäß § 48 Abs. 1 EEG sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die Angaben nach § 47 Abs. 1 EEG (es handelt sich hierbei um die von den Anlagenbetreibern an die Netzbetreiber übermittelten Daten nach § 46 EEG [Anlagenstammdaten, Endabrechnung der AB], tatsächlich geleistete Vergütungszahlungen und sonstige für den BA erforderliche Daten sowie die Endabrechnungen der Netzbetreiber selbst) auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen, aber lediglich bis zum Ende des jeweiligen Folgejahres vorzuhalten. Diese Veröffentlichungspflichten haben in der Praxis dazu geführt, dass alle Übertragungsnetzbetreiber auf ihren Internetseiten einen Service bereitgestellt haben, mittels dessen die Anlagenstammdaten der gesamten jeweiligen Regelzone für jedermann einsehbar sind[967]. Damit existieren *de facto* vier Anlagenregister, die öffentlich sind und einen Überblick über den gesamten Anlagenbestand für die jeweilige Regelzone geben. Hier besteht allerdings das Risiko, dass die Daten, da sie durch die zwischengeschalteten Netzbetreiber weitergeleitet werden, fehlerbehaftet sein könnten. Gerade durch die Anzahl der weiterleitenden Netzbetreiber, die die Daten über die Anlagenbetreiber in unterschiedlichen Formaten übermitteln, besteht die Gefahr eines Datenverlustes oder einer Datenverfälschung. Auf diese Gefahr wird von den Übertragungsnetzbetreibern auf deren Internetseiten auch ausdrücklich hingewiesen. Darüber hinaus ist dieses gevierteilte Anlagenregister nicht vergleichbar mit einem zentralen,

[967] http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/165.htm (50 hertz transmission GmbH); http://amprion.net/eeg-anlagenstammdaten-aktuell (Amprion GmbH); http://www.tennettso.de/pages/tennettso_de/EEG__KWK-G/Erneuerbare-_Energien-Gesetz/EEG-Daten_nach__52_ %28EEG-Anlagen %29/Einspeisung_und_Anlagenregister/index.htm (TenneT TSO GmbH); http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/erneuerbare_energien/anlagendaten_tng/anlagendaten_suche/index.jsp (EnBW Transportnetze AG) Stand Oktober 2010.

öffentlichen Datenbestand nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG. Die Daten sind schwer auffindbar und, da sie mit unterschiedlicher Systematik abgebildet sind, nicht miteinander vergleichbar. Überdies greift hier die Regelung des § 16 Abs. 2 S. 1 EEG nicht, wonach die Beantragung der Eintragung in das Register eine Voraussetzung für den Vergütungsanspruch wird. Auch ist das jetzt bestehende System im Hinblick auf die Aktualisierung der Daten träger, da im System der Meldepflichten nur eine jährliche Aktualisierung der Daten stattfindet. Schließlich müssten auch die dynamischen Betriebsdaten noch eingespeist werden.

9.2.4.8 Deckelung der EEG-Strommengen, insbesondere Strom aus Photovoltaikanlagen

Im Zusammenhang mit der Diskussion, ob von der Verordnungsermächtigung des § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG Gebrauch gemacht werden und ein Anlagenregister geschaffen werden sollte, ist zu bedenken, dass ein Anlagenregister für eine möglicherweise später politisch initiierte Deckelung des Zubaus der vergütungspflichtigen EEG-Strommengen genutzt werden könnte. Gerade bei der Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gemäß §§ 32, 33 EEG, welche die Höhe der EEG-Umlage in besonderem Maße beeinflusst[968], ist eine Deckelung politisch bereits diskutiert worden. Da bei einem bestehendem Anlagenregister die Vergütung von der Eintragung ins Register abhängig sein würde (vgl. § 16 Abs. 2 S. 1 EEG), könnte die Eintragung davon abhängig gemacht werden, dass eine bestimmte spartenspezifische Gesamtleistung – die formell gesetzlich definiert sein müsste – nicht überschritten wird. In Spanien[969] existiert seit jeher ein Hauptregister für alle EE-Anlagen und ein – seit September 2008 zunächst auf PV-Anlagen[970] begrenztes und im April 2009 auf alle EE-Anlagen ausgeweitetes – Vorregister in welches Anlagenbetreiber zur Eintragung in das Hauptregister vorher verzeichnet sein müssen. Durch die Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen wurden die durch den spanischen Fördermechanismus verursachten Mehrkosten politisch als nicht mehr fortschreibbar eingestuft und daher der Zubau entsprechend gedeckelt[971]. Die Eintragung in das Vorregister erfolgt für PV-Anlagen in jährlich viermal stattfindenden Ausschreibungsrunden, bei denen jeweils eine bestimmte ausgeschriebene (Zubau-)Nennleistung nicht überschritten werden darf. In der Praxis hat dies dazu geführt, dass sich die Plan-

968 BMU, Erneuerbare Energien in Zahlen, S. 11.

969 Vgl. zum Ganzen *F. Pause,* et 08/2009, S. 45 ff.

970 Königliches Dekret 1578/2008 vom 26.9.2008 zur Vergütung der Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen nach dem Stichtag der Vergütung für diese Technologie durch das Königliche Dekret 661/2007 vom 25.5.2007, BOE Nr. 234 v. 27.09.2008, S. 39117 ff. sowie Fehlerkorrektur des Königlichen Dekrets 1578/2008, BOE Nr. 251 v. 17.10.2008, S. 41590 (Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, BOE núm. 234, de 27/09/2008, pág. 39117 y Corrección de errores del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, BOE núm. 251, de 17/10/2008, pág. 41590).

971 *F. Pause*, et 08/2009, 45.

barkeit von Photovoltaikanlagen und damit deren Finanzierbarkeit erheblich erschwert hat und überdies ein schwer durchschaubares Instrument der administrativen Steuerung geschaffen wurde[972].

Fraglich ist, ob ein solches oder ähnliches Modell auch in Deutschland in Betracht käme. Allerdings existiert bei der BNetzA ohnehin bereits ein Anlagenregister für die Photovoltaik. Gemäß § 16 Abs. 2 S. 2 EEG sind Standort und Leistung der Anlage bei der BNetzA zu melden. Diese Meldepflicht führt *de facto* zur Existenz eines Anlagenregisters für Photovoltaikanlagen. Infolgedessen wäre ein künftiges Deckelungsmodell nicht erst mit Hilfe eines Anlagenregisters nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG umzusetzen. Zudem dürfte sich eine Deckelung des Zubaus bei entsprechend politischem Willen auch ohne ein bestehendes Anlagenregister ohne weiteres realisieren lassen.

Ein allgemeines Anlagenregister würde die Gefahr eines solchen Deckels daher allenfalls marginal erhöhen.

9.2.4.9 Zentralisierte Datenerfassung

Angesichts der Komplexität der Datenerfassung und der Datenmenge käme (in Kombination mit einem Anlagenregister) die Aufgabe einer EEG-Statistik in Betracht (siehe 8.7.7.2). Dafür sprechen auch die zersplitterten Behördenzuständigkeiten im EEG und die unterschiedlichen Evaluations- und Berichterstattungspflichten. Die Novellierungen, Evaluierungen, Erfahrungsberichte und umfangreichen Berichtspflichten erfordern eine einheitliche und umfassende Datengrundlage. Im EEG vollzieht aber jede Behörde ihre Aufgaben und damit einen bestimmten Teil des EEG selbständig und erhebt hierzu die erforderlichen Daten. Diese Daten werden aber nicht zusammengeführt. Zudem existieren in vollzugsfreien Bereichen des EEG, also dort, wo im EEG keine Behörde vorgesehen ist (z. B. erste Stufe des bundesweiten Ausgleichs, Objektnetze), auch nur unzureichend oder gar keine Daten. Auch stehen die Daten nur unzureichend im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts zur Verfügung. Weiterhin existiert eine mangelhafte Informations- und Auskunftsbereitschaft. Anfragen der Forschungsnehmer im Rahmen des Erfahrungsberichts werden teilweise mit erheblicher Zeitverzögerung, unzureichend oder sogar überhaupt nicht beantwortet. Überdies stellt die Datenerhebung im Rahmen des Wälzungsmechanismus und die Führung des PV-Anlagenregisters für die BNetzA einen immensen personellen und verwaltungstechnischen Aufwand dar, mit welchem sie schon jetzt überfordert ist. Durch die Überführung der Daten an eine Stelle könnte eine zentrale, aktuelle, fortlaufende und das ganze EEG erfassende Datenerhebung, -verarbeitung und –veröffentlichung gewährleistet werden

[972] *F. Pause*, et08/2009, 45, 46.

9.2.4.10 Zusammenfassung dieses Abschnitts

Bezüglich der verfassungsrechtlichen Zulässigkeit der Ausweitung des Systems der Meldepflichten wurde der verfassungsrechtliche Rahmen aufgezeigt (9.2.4.1). Sollte das System der Meldepflichten ausgebaut werden, können weitere Pflichten für die Netzbetreiber nur dann als erforderlich angesehen werden, wenn alternativ ein Anlagenregister mit Mehraufwendungen für die öffentliche Hand verbunden wäre. Ein umfassender Datenbestand ist ein zentraler Aspekt der Weiterentwicklung der Transparenzregelungen (9.2.4.2). Ein öffentlich zugänglicher Datenbestand (Anlagenregister oder Neugestaltung der §§ 45 ff. EEG) hat positive Effekte (9.2.4.3). Zur Vereinfachung des Verfahrens sollten die Anliegen – Organisation des für den Wälzungsmechanismus erforderlichen Informationsflusses und Herstellung einer umfassenden Transparenz – getrennt voneinander verwirklicht werden (9.2.4.4).

Ein geänderter Regelungsansatz bzw. ein Anlagenregister könnte zudem hilfreich sein bei der erleichterten Zuordnung zu den Vergütungssparten und bei der Konkretisierung der Netzausbaupflicht (9.2.4.5). Mit der Führung eines Anlagenregisters sollte nach Möglichkeit eine staatliche Stelle betraut werden (9.2.4.6). Von einer Registerführung durch die Netzbetreiber wird abgeraten (9.2.4.7). Ein Anlagenregister dürfte – auch angesichts des schon existenten PV-Anlagenregisters – kaum eine erste Bedingung für die Deckelung des Zubaus im Photovoltaikbereich sein (9.2.4.8). In (9.2.4.9) werden die Vorzüge einer zentralisierten Datenerfassung im EEG dargestellt (hierzu 8.7.7.2).

9.3 Ergebnis der Untersuchung und Handlungsempfehlungen (FUER)

Wie dargelegt können beide Regelungsansätze (Datenaustausch im Rahmen der §§ 45 ff. EEG einerseits und ein mögliches Anlagenregister andererseits) einen Beitrag zur Erhöhung der Transparenz des EEG liefern, haben jedoch beide Schwächen. Eine Neuregelung erscheint daher sinnvoll und sollte unter Berücksichtigung der jeweiligen Vorteile angestrebt werden sollte.

9.3.1 Handlungsempfehlungen im Rahmen des Datenaustausches

Die folgenden Handlungsempfehlungen finden sich nochmals in den Zusammenfassungen der jeweiligen Kapitel.

FUER: Die Meldepyramide der §§ 45 bis 52 EEG sollte auf die Organisation und Nachvollziehbarkeit des Wälzungsmechanismus beschränkt bleiben und nur Daten enthalten, die noch nicht öffentlich zugänglich sind.

FUER: Die Streichung des § 46 Nr. 1 3. Alt. EEG wird mangels eigenständiger Bedeutung empfohlen, oder sollte zumindest aus Klarstellungsgründen als eigenständige Nummer ausgewiesen werden (vgl. oben 9.1.1.3.1).

FUER: Die vier Übertragungsnetzbetreiber sollten für die Datenabfrage nach § 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG eine einheitliche Formatvorlage verwenden, da die Verteilnetzbetreiber die Daten auch an die BNetzA und unter Umständen an andere Übertragungsnetzbetreiber weitermelden müssen.

FUER: Es wird vorgeschlagen, in § 46 EEG eine Regelung aufzunehmen, nach welcher die Anlagenbetreiber die Daten für die Verteilnetzbetreiber in von diesen bereitgestellten Formularvorlagen eingeben müssen (vgl. § 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG). Hierdurch wird den Netzbetreibern eine Aufbereitung der Daten erspart und es wird eine schnellere Übermittlung dieser Daten möglich. Ebenso sollte eine Meldefrist hinsichtlich der Anlagedaten nach § 46 Nr. 1 und 2 EEG aufgenommen werden (siehe oben 9.1.1.3.6, 9.1.1.5).

FUER: Es wird vorgeschlagen, die Meldepflicht der Anlagenbetreiber über die Direktvermarktungsdaten gemäß § 51 Abs. 2 EEG zu streichen. Vielmehr sollten die Daten seitens der Netzbetreiber an die BNetzA weitergemeldet werden (siehe oben 9.1.1.3.6).

FUER: Es wird vorgeschlagen, dass die (Übertragungs-)Netzbetreiber verpflichtet werden, zu den veröffentlichten Daten die entsprechende Verpflichtungsnorm des EEG zu zitieren (siehe oben 9.1.1.5).

FUER: § 52 Abs. 1 EEG sollte dahingehend modifiziert werden, dass die Veröffentlichungen länger als bisher im Internet verfügbar sind (siehe oben 9.1.1.3.7).

FUER: Die Erweiterung des § 52 EEG unter Inbezugnahme der BNetzA könnte den Datenbedarf im EEG effektiver bedienen, allerdings nicht im Hinblick auf ein zeitnahes Monitoring (siehe oben 9.1.1.3.7). Eine Erweiterung ist jedenfalls sinnvoll, wenn kein Anlagenregister nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG geschaffen wird.

9.3.2 Handlungsempfehlungen außerhalb des Datenaustausches

FUER: Es wird vorgeschlagen, das BAFA mit einer eigenständigen Evaluationspflicht hinsichtlich der Besonderen Ausgleichsregelung zu betrauen (siehe oben 9.1.2.3, 9.1.2.4). Hiermit könnten dem BMU entsprechende Arbeiten im Rahmen der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts nach § 65 EEG erspart werden. Ohnehin liegt hier die Fachkompetenz bei dem BAFA. Auch das UBA sollte beim Herkunftsnachweisregister mit einer eigenständigen Evaluationspflicht betraut werden. Selbiges gilt für die Clearingstelle EEG.

FUER: Es wird weiter vorgeschlagen, die einzelnen Evaluationen zeitlich besser aufeinander abzustimmen, damit eine Berücksichtigung für den EEG-Erfahrungsbericht möglich ist (siehe oben 9.1.2.3).

9.3.3 Handlungsempfehlungen zum Anlagenregister

Zu einem Anlagen- und Einspeiseregister finden sich die gemeinsamen Handlungsempfehlungen von FUER und IWES unter 9.4.6.1.

9.4 Anforderungen an ein Anlagen- und Einspeiseregister (IWES)

Die folgenden Ausführungen legen den Fokus auf Anforderungen wie sie aus Sicht von statistischen Berichtspflichten und Markttransparenz wünschenswert wären ohne jedoch den daraus resultierenden Aufwand und Kosten für das entsprechende Datenmanagement zu berücksichtigen.

9.4.1 Grundsätzliche Notwendigkeit eines Anlagen- und Einspeiseregisters

Ein Anlagenregister als abgesicherte einheitliche Datengrundlage ist aus verschiedenen Gründen notwendig.

9.4.1.1 Datenbedarf für Statistik(berichts)pflichten

Neben nationalen Berichtspflichten bestehen gegenüber der EU zwei Berichtspflichten (IEA-Fragebogen und EU-Richtlinie zu EE). Datenanforderung bestehen bezüglich der aggregierten installierte Leistung und Jahresarbeit für Energieträger und Leistungsklassen mit einer zeitlichen Verzögerung von maximal einem Jahr. Durch anlagenscharfe Daten, wäre eine Ermittlungsgrundlage für Leistungsklassen gegeben. Es werden auch Daten über die Erzeugung von nicht EEG-Anlagen (Teil Wasserkraft, Teil Biomasse, Eigenverbrauch/ Direktvermarktung) und EEG-Anlagen in der Direktvermarktung benötigt. Entsprechend würden die Monatssummen der Einspeisedaten aller EE(G)-Anlagen – aufgrund des monatsweisen Wechsels zwischen Direktvermarktung und EEG-Vergütung – benötigt. Bislang müssen Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung gemäß § 51 Abs. 2 EEG jährlich die Einspeisung in der Direktvermarktung der BNetzA melden. Probleme bestehen hierbei in der Datenqualität und fehlenden Sanktionsmöglichkeiten hinsichtlich nichtmeldender Anlagen, von denen die BNetzA überhaupt keine Kenntnis erlangen kann. Es fehlt die Zuordnung zu EEG-Stamm- und Bewegungsdaten über einen EEG-Anlagenschlüssel. Schätzungen sind gegenüber der EU nur bedingt zulässig und wissenschaftlich nachzuweisen. Die EU lässt prinzipiell auch eine Revision von Meldungen zu. Entsprechend wäre hier ein Anlagen- und Einspeiseregister äußerst hilfreich. Eine unmittelbare Datenerfassung wäre nicht nötig.

Für den Gesetzgeber wäre dagegen für eine Anpassung der Förderinstrumente (z. B. Anpassung der PV-Vergütung über einen atmenden Deckel) ein Echtzeitregister (unmittelbare Datenerfassung) zur Erfassung des Anlagenzubaus notwendig.

9.4.1.2 Datenbedarf zur Erhöhung der Markttransparenz

Durch die zunehmende Bedeutung EE auf den Großhandelsmarkt muss eine bessere Transparenz auch von Seiten der EE gewährleistet sein. Die betrifft einerseits Daten zur installierten Leistung aller EE(G)-Anlagen (Anlagenregister). Anderseits ist für ein Einspeiseregister festzustellen, dass nicht die Veröffentlichung der Monatssummen sondern die Veröffentlichung aggregierter Einspeisezeitreihen eine höhere Bedeutung hat. Für dargebotsabhängige Anlagen (Wind, PV, eventuell Wasserkraft und wärmegeführte Anlagen) ist es notwendig zusätzliche die Erzeugung in stündlicher Auflösung (ex-ante und/oder ex-post) und zu veröffentlichen. Für andere Anlagen kann es hilfreich sein die Erzeugung in stündlicher Auflösung zu veröffentlichen (ex-post). Entsprechend wäre hier ein Anlagen- und Einspeiseregister mit unmittelbarer Aktualisierung notwendig.

9.4.1.3 Weitere Anforderungen

Für einen strategischen Netzausbau und die Identifikation von Speicherbedarf, ist eine möglichst detaillierte anlagenscharfe Datenbasis, z. B. Einspeise-Zeitreihen hilfreich.

Es wird diskutiert, ob ein Anlagenregister auch prinzipiell bei den VNB oder ÜNB geführt werden könnte. Um eine größtmögliche Transparenz – gerade auch hinsichtlich des Großhandelsmarktes – zu gewährleisten, ist ein einheitliches Anlagenregister und eine einheitliche Veröffentlichung von marktrelevanten Informationen notwendig, welches durch die BNetzA oder eine unabhängige Institution geführt werden kann.

Zur Integration bestehender Register ist festzustellen, dass die Integration des PV-Anlagenregisters in ein allgemeines (Echtzeit-)Anlagenregister sinnvoll ist. Dennoch sollte das PV-Anlagenregister nur dann aufgelöst werden, wenn ein allgemeines Echtzeit-Anlagenregister etabliert wurde. Ein paralleles führen beider Register scheint nicht sinnvoll, da das PV-Anlagenregister ohne EEG-Anlagenschlüssel nicht auf ein allgemeines Anlagenregister zu beziehen ist. Das Pflanzenöl-BHKW-Anlagenregister enthält hingegen besondere Informationen, die für ein allgemeines Anlagenregister nicht relevant sind. Das Register sollte weiterhin parallel von der BLE geführt werden. Eine Integrierung des EEG-Anlagenschlüssels als eindeutige Schlüsselbeziehung zwischen beiden Registern ist jedoch sinnvoll.

9.4.2 Detaillierung der EEG-Daten

Die bestehenden EEG-Daten sollten in ihrem Umfang beibehalten werden und im Einzelfall um zusätzliche Daten erweitert werden.

- Erweiterungen zu EEG-Anlagenstammdaten:
- Energieträger → für Biomasseanlagen Differenzierung nach Biogas, Biomethan, feste Biomasse, flüssige Biomasse; Für PV Differenzierung nach Installationsart (Freifläche, Dach, Fassade)
- Boni → es sollten alle Boni aufgeführt werden
- Inbetriebnahmejahr → Detaillierung auf Inbetriebnahmedatum, aber kein Registrierungsdatum
- Der KWK-Stromanteil (%) sollte gesondert ausgewiesen werden

Erweiterungen zu EEG-Bewegungsdaten:

- Jahresarbeit → es sollten die Monatssummen der Einspeisung erfasst werden, auch im Falle einer Direktvermarktung
- Meldung ob eine Anlage sich in der Direktvermarktung (§17 EEG) befindet
- Erfassung des Direktverbrauchsanteils im Fall der PV

Für ein neu zu errichtendes Anlagen- und Einspeiseregister, mit Neuerfassung der Stammdaten sollte auch für Altanlagen der bisherige EEG-Anlagenschlüssen integriert werden, um die bestehenden Bewegungsdaten der vergangen Jahre zuordnen zu können.

9.4.3 Datenqualitätsmanagement

Um die Datenqualität und Verfügbarkeit eines neu zu errichtenden Registers zu erreichen ist ein umfassendes Datenqualitätsmanagement notwendig.

- Errichtung einer Datenbank + Administrator + Fachkompetenz bei der das Register betreuenden Institution
- Für Neuanlagen ist die Nutzung einer Eingabemaske mit Plausibilitätsprüfung zur Vermeidung von Redundanzen und zur Gewährleistung der Datenkonsistenz notwendig.
- Eine Voraussetzung dafür ist hierfür ein Webportal mit Nutzeridentifikation. Dies Ermöglicht eine Überprüfung der Nutzeraktivitäten und eine Automatisierbarkeit der Kontrolle
- Entscheidend ist jedoch die Erfassung des Anlagenbestandes
  - Es besteht einerseits die Möglichkeit der Aufbereitung des alten Datenbestandes. Das Verfahren wäre in Anbetracht der schlechten Datenqualität der EEG-Stammdaten aufwändig und langwierig.
  - Des Weiteren besteht die Möglichkeit der Neuerfassung von Daten unter Einbeziehung der Anlagenbesitzer. Eine freiwillige Teilnahme

wäre hier jedoch nicht zielführend. Um eine vollständige Datenbasis bezüglich der Anlagenstammdaten zu erreichen, ist eine Verknüpfung der Vergütungszahlungen an eine Neueintragung der Anlagen notwendig. Die Kontrolle der Angaben und Zuordnung des EEG-Anlagenschlüssels müsste durch den VNB erfolgten.

- Die Aktualisierung der Anlagenstammdaten sollte unverzüglich durch den Anlagenbetreiber erfolgen, wenn sich etwas an den Anlagencharakteristika ändert. Hierzu sind entsprechende Sanktionsmaßnahmen zu definieren.

Gemäß den Vorgaben zum Einspeisemanagement, kann vom VNB für Neuanlagen – und ab 2011 auch für Bestandsanlagen – mit einer Leistung größer als 100kW eine Einrichtung einer registrierenden Leistungsmessung eingefordert werden. Per Fernabfrage werden von VNB täglich die 15min-Werte der Einspeisung telefonisch abgerufen. Dabei ist aber nicht davon auszugehen, dass alle EEG-Anlagen >100kW damit ausgestattet werden. Für Kleinanlagen ist die Fernablesung kein technischer Standard. Dennoch könnte die Datenerfassung der Monatseinspeisung für Anlagen >100kW mit Leistungsmessung automatisiert durch den VNB erfolgen. Für Anlagen ohne Leistungsmessung und Fernabfrage ist eine Schätzung der Monatseinspeisung und nachträglichen Korrektur mittels der Jahresabrechnung möglich. Bei der Jahresabrechnung bestehen aber auch Probleme, da von Seiten der VNB durch die hohen Freiheitsgrade für Anlagenbetreiber und fehlende oder begrenzte Sanktionsmaßnahmen eine Kontrolle oder eigene Ablesung durch den VNB erschwert ist. Grundsätzlich gilt es bei der Übertragung von Einspeisedaten in ein einheitliches Register die Kompatibilität mit den SAP-Systemen der verschiedenen VNB zu überprüfen. Langfristig ist durch den flächendeckenden Einsatz von Smart-Metering davon auszugehen, dass generell eine fast vollständige Datenbasis mit automatisierbaren Datenfluss auch für dezentrale Anlagen zur Verfügung steht.

Des Weiteren ist zu prüfen inwiefern Nicht-EEG-Anlagen (Teil Wasserkraft, Teil Biomasse, Eigenverbrauch/Direktvermarktung) durch ein Anlagen- und Einspeiseregister erfasst werden könnten. Hierzu wäre eine Anpassung des Energiestatistikgesetzes (EnStatG) hinsichtlich kleinerer Leistungsgrenzen und schnellerer Datenerfassung/-meldung zu überprüfen.

9.4.4 Anforderungen zur Erhöhung der Markttransparenz

Auf der EEX-Transparenzplattform[973] werden marktnah an zentraler Stelle marktrelevante Erzeugungs- und Verbrauchsdaten veröffentlicht, um die Transparenz auf dem Großhandelsmarkt zu erhöhen. Die EEX als Betreiberin der Plattform nimmt bei der Verarbeitung der Daten insbesondere die Aufgaben Plausibilisierung, Anonymisierung und Aggregierung und

[973] http://www.transparency.eex.com/de/

Veröffentlichung war. Der BNetzA obliegt die Überprüfung, ob die Umsetzung der Veröffentlichungspflichten korrekt eingehalten wird.

Gemeldet/veröffentlicht wird:

- Installierte Leistung von Erzeugungseinheiten 1 – 100 MW & ≥ 100MW (ex-ante)
- Verfügbarkeit von Erzeugungseinheiten ≥ 100MW (ex-ante und ex-post)
- Produktion von Erzeugungseinheiten ≥ 100MW (ex-ante und ex-post)
- Produktion von Wind und Solar (ex-ante und ex-post).

Die ÜNB veröffentlichen nur die Wind- und PV-Prognose und Ist-Einspeisung der EEG-Wälzung. Dabei findet die Veröffentlichung der Prognose nachträglich zum Day-Ahead-Handel und vor dem Intraday-Handel statt. Die Prognoseveröffentlichung hat dabei nicht die Aufgabe die Markttransparenz zu erhöhen. Vielmehr wird vorrausgesetzt das Marktteilnehmer selbst über leistungsfähige Prognosen verfügen. Für die ÜNB besteht im Rahmen der Anreizregulierung der wirtschaftliche Anreiz jährlich ihre Prognosegüte zu verbessern. Die Prognosegüte ist damit Teil des Wettbewerbs sowohl bei privaten Händlern als auch bei den ÜNB. Hinsichtlich eines zukünftig möglichen höheren Anteils der Direktvermarktung (Direktvermarktung § 17 EEG, Grünstrom § 37 EEG, Marktprämie) ist jedoch durch die Beschränkung auf den EEG-Bilanzkreis die Transparenz nicht mehr gewährleistet. Entsprechend ist eine parallele Veröffentlichung der Daten (besonders der Ist-Einspeisung bzw. Hochrechnung) der ÜNB-Bilanzkreise und der gesamtdeutschen Wind- und PV-Einspeisung notwendig. Des weitern muss die Veröffentlichung der Wind- und PV-Leistungsprognose nicht zwingen auch den Einstellung entsprechener Energiemengen am Day-Ahead-Markt durch den ÜNB entsprechen. Zur Steigerung der Transparenz der EEG-Wälzung erscheint beshalb eine nachträgliche (nach Abschluss des Intraday-Handels) Veröffentlichung der tatsächlich vom ÜNB eingestellten Energiemengen wichtig. Eine getrennte veröffentlichung der Wind- und PV-Strommengen ermöglicht eine nachträgliche Bewertung der Prognosegüte. Parallel kann auch die Einstellung des gesamten EEG-Bilanzkreises am Day-Ahead-Markt sinnvoll im Sinne der Transparenz der EEG-Wälzung sein.

Durch die Errichtung eines Anlagenregisters mit geringer Erweiterung der bisherigen EEG-Daten kann die entsprechende Transparenz im Punkt „Installierte Leistung“ gewährleistet werden. Eine Bedingung ist eine zeitnahe Aktualisierung bzw. Automatisierung des Datenflusses. Durch die Veröffentlichung von aggregierten Informationen zur installierten Leistung aus dem Anlagenregister auf der EEX-Transparenzplattform kann die Markttransparenz gesteigert werden. Es ist fraglich ob durch eine zusätzliche Datenerfassung zur Verfügbarkeit auch für kleine dezentrale Einheiten EE relevante Marktinformationen erfasst werden können, oder ob mittels statistischer Bewertung nicht auch eine ähnliche Genauigkeit erreicht werden

kann. Daher wird keine Erfassung der Verfügbarkeit der EE-Anlagen empfohlen.

Hinsichtlich einer möglichen Erfassung von anlagenscharfen Zeitreihen in stündlicher Auflösung der EEG-Einspeisung und kumulierten Veröffentlichung auf der Transparenzplattform (als Erweiterung des Einspeiseregisters) zusätzlich zur Veröffentlichung der kumulierten Einspeisung von Wind und PV ist folgendes zu sehen:

- Prinzipiell steht eine Leistungsmessung für einen Großteil der Neu- und Bestandsanlagen > 100 kW gemäß den Regelungen zum Einspeisemanagement den VNB zur Verfügung
- Für Markt ist normalerweise nur die kumulierte Erzeugung relevant
- Anlagenschafte Daten können für spezielle Analysen, z. B. zum strategischen regionalen Netzausbau/Speicherbedarf sinnvoll sein
- Es besteht ein hoher Datenaufwand für viele kleine dezentrale Anlagen. Eine Alternative könnte die Hochrechnung repräsentativer Anlagen darstellen.

Für Windkraft und PV ist eine Veröffentlichung der Ist-Einspeisung bzw. Hochrechnung (ex-post) der gesamtdeutschen Einspeisung und parallel der ÜNB-Bilanzkreise notwendig. Für andere EE – die wie Biomasse und Wasserkraft eher saisonale Fluktuationen aufweisen oder teilweise auch steuerbar sind – kann eine Veröffentlichung nach Energieträgern helfen die Marktransparenz zu verbessern. Dabei wäre eine Veröffentlichung der Ist-Einspeisung (ex-post) ausreichend, basierend auf Hochrechnung repräsentativer Anlagen. Alternativ wäre eine kumulierte Veröffentlichung der gesamten ÜNB-Bilanzkreise mit weniger Aufwand verbunden und könnte ebenfalls zur Verbesserung der Markttransparenz beitragen.

9.4.5 Standortbewertung Offshore

Unabhängig von der Schaffung zum Anlagen- und Einspeiseregister sollte im Zuge der EEG-Novelle die Vergütung von Offshore-Windenergieanlagen an eine Offenlegung von wirtschaftlichen Daten zum Offshore-Projekt geknüpft werden. Offshore-Anlagen erhalten eine erhöhte Vergütung beziehungsweise die ersten Anlagen erhalten einen Starterbonus, es bestehen aber noch hohe Unsicherheiten und Forschungsbedarf hinsichtlich der Standortbewertung. Für eine Ermittlung der Stromgestehungskosten für Offshore-Anlagen ist deshalb die Übermittlung der Kalkulation von Investitionskosten und Betriebskosten der Investoren im Rahmen einer Erweiterung der Mitteilungspflicht §46 EEG für Offshore-Windparkbetreiber notwendig. Die Daten sollten nicht veröffentlicht werden sondern vertraulich behandelt und für wissenschaftliche Zwecke zur Verfügung gestellt werden.

Details zu der Notwendigkeit und Umsetzung sind in dem Papier „Erweiterung der Mitteilungspflicht §46 EEG für Offshore-Windparkbetreiber zur

Datenerhebung im Offshore-WMEP“ vom IWES dargestellt. Das Papier liegt dem BMU vor.

9.4.6 Übersicht der Handlungsempfehlungen

9.4.6.1 Anlagenregister und Einspeiseregister (FUER, IWES)

Einführung eines einheitlichen Register für Anlagenstammdaten und für monatliche Bewegungsdaten (Einspeiseregister): Generell ist ein Gebrauch der Verordnungsermächtigung nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG mit Modifikationen bzw. Erweiterung zur Erfassung der Bewegungsdaten dazu geeignet ist, die Datenverfügbarkeit für die Akteure des EEG zu verbessern und die Transparenz zu erhöhen. Der damit verbundene eventuelle Kosten- und Personalmehraufwand kann an dieser Stelle nicht bewertet werden. Vorteile eines Anlagen- und Einspeiseregisters sind:

- Beschleunigung und Automatisierung des derzeitigen Datenflusses nach dem §§ 45 ff.
- Mögliche Verschlankung des Melde- und Veröffentlichungskomplexes
- Verbesserung von Markttransparenz und statistischer Nachweisbarkeit und Erfassung

Wird ein Anlagenregister geschaffen so blieben Informationsnotwendigkeiten zwischen Anlagen-, Netzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen der EEG-Jahresabrechnung bestehen, die allerdings aufgrund der im neu zu schaffenden Register enthaltenen Information geringer als im Rahmen des derzeitigen Systems nach den §§ 45 ff. EEG ausfallen könnten.

Das Register sollte zentral ausgestaltet werden: Unabhängig von der Frage, ob staatliche oder private Führung, sollte ein zentrales Anlagenregister bei einer Stelle geführt werden. Bislang veröffentlichen die (Übertragungs-)Netzbetreiber auf ihren Internetseiten eigene Anlagenregister (mit Stammdaten) in unterschiedlicher Systematik und Qualität. Um eine umfassende Transparenz zu gewährleisten müssen die Daten auffindbar und zueinander kompatibel, also vergleichbar sein. Darüber hinaus müssen sie – auch – überblicksartig zusammengefasst sein. Auch im Hinblick auf die Aktualität der Daten ist ein zentral eingerichtetes Anlagenregister von Vorteil (siehe auch übernächster Punkt).

Das Register sollte durch eine staatliche Stelle geführt werden: Wie die Verordnungsermächtigung in § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG vorsieht, sollte das Register staatlich geführt werden. Durch die Möglichkeit sich verwaltungsrechtlicher Maßnahmen zu bedienen, können Meldepflichten von staatlicher Stelle besser durchgesetzt werden, als von Privaten. Des Weiteren hätte dies den Vorteil, dass Fachaufsichtsmaßnahmen eingeleitet werden könnten und innerhalb eines Behördenapparates kurzfristiger reagiert werden könnte (bei falscher Registerführung, Änderungsbedarf etc.). Sollte die Verordnungsermächtigung dahingehend geändert werden, dass

auch eine Registerführung durch Private möglich wird, sollte den genannten Aspekten hinreichend Rechung getragen werden (z. B. durch eine Überwachung durch die BNetzA mit entsprechender Fachaufsicht des BMU).

Der Meldefluss sollte soweit wie möglich direkt erfolgen: Im Gegensatz zu der in den §§ 45 bis 52 EEG statuierten Meldepyramide sollten die Daten – soweit möglich – unmittelbar vom Anlagenbetreiber an die registerführende Stelle gemeldet werden. Zur Verbesserung der Datenqualität und Vereinheitlichung der Daten sollten Formularvorlagen (Online-Eingabemaske) verwendet werden. Hierdurch wird die Wahrscheinlichkeit eines Datenverlustes vermindert. Ebenso ist ein direkter Meldefluss für die Aktualität der Daten hilfreich. Es sollte auch die Änderung von Anlagencharakteristika eine unverzüglich berichtigungspflichtige Tatsache sein; für den Fall der Nichtmeldung sollte die Rechtsfolge des § 16 Abs. 2 S. 1 EEG zusätzlich angeordnet werden (siehe oben 9.2.2.3). Hierdurch wird die Aktualität des Datenbestandes gewährleistet.

Bezüglich Inhalt und Umfang der zu registrierenden Informationen sollten die unter 9.2.2.2.4 dargestellten Vorgaben beachtet werden: Aus Gründen der Transparenz der EEG-Wälzung und der Statistikberichtspflichen ist ein höherer Detaillierungsgrad anzustreben.

Erweiterung/Änderung der Verordnungsermächtigung nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG um die Erfassung von EEG-Bewegungsdaten: Nach der aktuellen Verordnungsermächtigung wäre ein Anlagenregister, in welchem regelmäßig dynamische Daten gemeldet würden (monatliche Meldung von Strommengen) nicht möglich (siehe oben 9.2.2.2.3). Im Sinne der Markttransparenz und um einen Überblick über den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu gewinnen wäre ein dynamisch ausgestaltetes Anlagenregister allerdings von Vorteil (siehe oben 9.2.2.2.1; 9.2.3.2, sowie die Ausführungen von IWES unter 9.4.1). Folglich ist eine Änderung der Verordnungsermächtigung notwendig.

Erfassung der Daten von Anlagen in Direktvermarktung nach § 17 EEG: Sofern sich ein Anlagenbetreiber für die Direktvermarktung nach § 17 EEG entschieden hat, sollte dies im Anlagenregister entsprechend vermerkt werden (siehe oben 9.2.4.3.2). Überdies ist eine Erfassung der direkt vermarkteten Strommengen im Anlagenregister vorteilhaft, um Statistikberichtspflichten erfüllen zu können.

Eintragung/Aktualisierung der Anlagenstammdaten durch den Anlagenbetreiber: Die Meldung der Anlage und deren Eintragung in ein Verzeichnis könnte aus Gründen der Rechtssicherheit und Entlastung der Netzbetreiber über § 16 Abs. 2 S. 1 EEG hinaus mit einer konstitutiven Wirkung hinsichtlich des Vergütungsanspruchs ausgestaltet werden. So könnten für den Vergütungsanspruch – nach dem Vorbild des § 6

KWKG[974] – bestimmte Angaben und Nachweise über die EEG-Anlage zu machen sein (siehe oben 9.2.4.5.1).

Zur Konkretisierung der Netzausbaupflicht sollten Anlagen im Planungsstadium in das Verzeichnis aufgenommen werden (siehe oben 9.2.4.5.2).

Integration der Informationen des PV-Anlagenregisters in ein neu zu schaffendes Echtzeit-Anlagenregister und darauf folgend Abschaffung des PV-Anlagenregisters. Das allgemeine Anlagenregister würde damit die Grundlage für die Ermittlung der Degression der Vergütungssätze im Rahmen des athmenden Deckels bilden, analog zum bestehenden Verfahren. Durch die Automatierung der Datenerfassung würde eine Beschleunigung und Übertragbarkeit auf andere Technologiegruppen ermöglicht.

Überprüfung einer möglichen Erfassung von direktvermarktenden Nicht-EEG-Anlagen und EE-Anlagen zur Eigenbedarfsdeckung: Zu Erfüllung der Statistikberichtspflichten ist es wichtig nicht nur die Datenbasis zur Einspeisung von EEG-Anlagen zu verbessern (in EEG-Vergütung oder nach §17 in Direktvermarktung), sondern auch von Anlagen außerhalb des EEG. Dazu ist eine mögliche Anpassung des Energiestatistikgesetzes (EnStatG) zu prüfen.

Unverzügliche Neuanmeldung der Anlagenstammdaten aller Bestandsanlagen und Neuanlagen und Aktualisierung über ein Webportal mit Eingabemaske durch den Anlagenbetreiber: Überprüfung der Meldung und Zuordnung des EEG-Anlagenschlüssel durch den VNB. Dabei sollte die Datenmeldung eine Vorraussetzung für den Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers sein.

Unverzügliche, nachträgliche Ermittlung der Monatseinspeisung durch den VNB, sowohl für EEG-Vergütung und für EEG-Anlagen in der Direktvermarktung: Für nicht leistungsvermessene Anlagen basieren die Datenangaben dabei auf Schätzungen, welche im Rahmen der Jahresabrechung nachträglich korrigiert werden können.

9.4.6.2 Veröffentlichung auf der EEX-Transparenzplattform (IWES)

Veröffentlichung der aggregierten Einspeisezeitreihen (Hochrechnung) der gesamtdeutschen Einspeisung von Wind und PV (ex-post) parallel zur bestehenden Veröffentlichung der ÜNB-EEG-Bilanzkreise: Die ist notwendig um bei einer möglichen Ausweitung des Direktvermarktung von EEG-Anlagen weiterhin die Markttransparenz zu erhalten.

Veröffentlichung der vom ÜNB auf dem Day-Ahead-Markt eingestellten Windstrommengen und PV-Strommengen der ÜNB-EEG-Bilanzkreise (ex-

[974] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG 2002) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Gesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).

post): Durch die nachtägliche (nach Abschluss des Intraday-Handels) Veröffentlichung der tatsächlichen vom ÜNB auf dem Day-Ahead-Markt eingestellten Strommengen (getrennt nach Wind- und PV-Einspeisung) und durch den Vergleich zur Ist-Einspeisung (Hochrechung) kann die Transparenz des Wälzungsmechanismus gesteigert werden. Diese Regelung kann prinzipiel auch auf eine paarellel Veröffentlichung des gesamten EEG-Bilanzkreises ausgeweitet werden.

9.4.6.3 Offshore Standortbewertung (IWES)

Übermittlung von Investitionskalkulationen von Offshore-Projekten als Grundlage für eine Vergütungszahlung

10 AP 10 Missbrauchsaufsicht (FUER,BBH)

10.1 Einführung (FUER)

Bei der Missbrauchsaufsicht handelt es sich um solche Maßnahmen, die verhindern sollen, dass es im Rahmen der Gesetzesanwendung unter den Parteien zu einer unberechtigten Schlechterstellung oder einem unberechtigten Vorteil kommt. Im EEG findet sich kein eigener Abschnitt über die Missbrauchsaufsicht, der alle Regelungen, die einen Missbrauch verhindern sollen, umfasst. Die Missbrauchsaufsicht ist vielmehr von einer extremen Heterogenität geprägt, die auch durch die Veränderungen des Gesetzgebers in den letzten Jahren verursacht worden ist. Das EEG enthält eine Fülle von Regelungen, die die Missbrauchsaufsicht betreffen. Diese lassen sich in eine private (unter 10.2.) und eine staatliche (unter 10.3.) Kontrolle einteilen. Im Folgenden werden die einzelnen Instrumente aufgezeigt und ihre Funktionsweise dargestellt. Einzelfragen im Bereich der Missbrauchsaufsicht werden im letzten Kapitel erörtert (unter 10.4.).

10.2 Missbrauchskontrolle durch Private (FUER)

10.2.1 Kontrolle unter den privaten Parteien entlang der gesamten EEG-Kette

Zur Verhinderung von Missbrauch sind in erster Linie die privaten Akteure des EEG mit der gegenseitigen Kontrolle betraut. Diese Rollenzuweisung liegt in der nahezu ausschließlich zivilrechtlichen Ausgestaltung des EEG. Zwischen den Akteuren bestehen auf allen Stufen des Ausgleichsmechanismus vielfältige Ansprüche und Pflichten, die sich gegenüberstehen. Diese ergeben sich direkt aus dem Gesetz, nicht erst aus einem Vertrag. Zwischen den Beteiligten bestehen daher gesetzliche Schuldverhältnisse (vgl. § 4 EEG)[975]. Für die Durchsetzung dieser Ansprüche ist die jeweilige Partei zuständig, wobei die gesetzgeberische Konzeption davon ausgeht, dass unberechtigte Ansprüche von der jeweils anderen Partei nicht akzeptiert werden. Daher sind auf jeder Stufe die Teilnehmer des bundesweiten Ausgleichs schon aus eigenem Interesse mit der Kontrolle der zu erfüllenden Ansprüche befasst.

10.2.2 Verbot der Abweichung von den Bestimmungen des EEG, § 4 Abs. 2 EEG

Von den Bestimmungen des EEG darf nach § 4 Abs. 2 EEG bis auf bestimmte Ausnahmen nicht zu Lasten der Anlagenbetreiber oder Netzbetreiber abgewichen werden. Zweck der Norm ist es, einen strukturellen Vorteil der stärkeren Partei zu Lasten der Anlagen- oder Netzbetreiber zu

[975] Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 45; M. Altrock/ C. Theobald, in: ders./ Oschmann/ ders. (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 12 Rn. 5; P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 4 Rn. 3 ff.

vermeiden[976]. Abweichungen zugunsten eines Anlagenbetreibers oder Netzbetreibers fallen daher nicht unter dieses Verbot[977]. Solche sind jedoch nur zulässig, wenn mit ihnen nicht zugleich wiederum zu Lasten von anderen Anlagen- oder Netzbetreiber abgewichen wird. Insofern besteht in diesen Rechtsverhältnissen nur ein sehr geringer rechtlicher Gestaltungsspielraum, primär im Bereich der Lücken des EEG[978]. Im Zweifel ist jede Klausel daraufhin zu überprüfen, ob sie gegenüber der anderen Partei einen Vorteil oder Nachteil gewährt. Da dieses Verbot der Abweichung ein Verbotsgesetz i.S.d. § 134 BGB darstellt, ist die Rechtsfolge eines solchen Verstoßes die Nichtigkeit der abweichenden Bestimmung[979].

10.2.3 Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten, §§ 45 – 52 EEG

Die Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten dienen der Transparenz des bundesweiten Ausgleichs (siehe hierzu ausführlich 9.1.1). Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind nach § 45 Abs. 1 EEG verpflichtet, einander die für den bundesweiten Ausgleich nach den §§ 34 – 39 EEG jeweils erforderlichen, insbesondere die in den §§ 46 – 50 EEG genannten Daten, unverzüglich zur Verfügung zu stellen. Diese Grundverpflichtung zur Mitwirkung und zur gegenseitigen Information im Rahmen des bundesweiten Ausgleichs wird durch die §§ 46 – 50 EEG näher konkretisiert. Dabei wenden sich die Pflichten mit jeweils differenzierten Anforderungen an die einzelnen Beteiligten und die generalklauselartige Verpflichtung des § 45 EEG stellt durch die Formulierung „insbesondere“ klar, dass es sich nicht um eine abschließende Aufzählung handelt. Nach § 7 AusglMechV[980] gilt für den Ausgleich nach den §§ 1 bis 5 AusglMechV die von § 45 EEG angeordnete Verpflichtung, die für den bundesweiten Ausgleich jeweils erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen, entsprechend.

Nach § 45 Abs. 2 EEG wären Daten, die von einem nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG einzurichtenden Anlagenregister erfasst und veröffentlicht würden, ab dem Zeitpunkt der Veröffentlichung der Daten nicht mehr zu übermitteln (siehe hierzu 9.1.1.2).

---

976 J. Reshöft, in: ders. (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 4 Rn. 18; U. Ehricke, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 2010, § 4 Rn. 30 f.; P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 4 Rn. 37; M. Altrock/ C. Theobald, in: ders./ Oschmann/ ders. (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 12 Rn. 4.

977 J. Reshöft, in: ders. (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 4 Rn. 19; U. Ehricke, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 2010, § 4 Rn. 34; P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 4 Rn. 37.

978 J. Reshöft, in: ders. (Hrsg.), EEG Handkommentar, 3. Aufl. 2009, § 4 Rn. 19; P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 4 Rn. 38; U. Ehricke, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 2010, § 4 Rn. 35.

979 J. Reshöft, in: ders. (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 4 Rn. 21; P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, Rn. 44; U. Ehricke, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 2010, § 4 Rn. 46.

980 Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101).

10.2.4 Wirtschaftsprüfer und Umweltgutachter

In den Bereichen, in denen Private im eigenen Interesse die Aufgaben der Missbrauchskontrolle für die Allgemeinheit wahrnehmen, kann der Nachweis zwischen den Privaten an zusätzliche besondere Anforderungen geknüpft werden. Dies ist vor allem in solchen Bereichen der Fall, in denen die Anspruchsvoraussetzungen als besonders komplex oder streitanfällig eingeschätzt werden. Hier reicht ein formloser Nachweis des Anspruchsinhabers oft nicht aus und kann daher auf Verlangen durch weitere formale Voraussetzungen – Testierung der Endabrechnungen und bestimmte Tätigkeiten der Umweltgutachter – belegt werden.

10.2.4.1 Wirtschaftsprüfer

§ 50 EEG bietet Netzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen das Recht, von anderen beteiligten Elektrizitätsversorgungsunternehmen und allen Netzbetreibern eine Testierung ihrer Endabrechnung zu verlangen[981]. Die Pflicht gilt nicht für Anlagenbetreiber und deren Endabrechnung nach § 46 Nr. 3 EEG. Diese können weder den Anspruch auf Testierung geltend machen, noch kann von ihnen eine Testierung im Sinne dieser Vorschrift verlangt werden. Testierung nach § 50 EEG bedeutet, dass die Endabrechnungen bei Vorlage durch eine/n Wirtschaftsprüfer/in oder vereidigte/n Buchprüfer/in bescheinigt werden. Bescheinigt werden die vergüteten Strommengen, die gezahlten Vergütungen und die vermiedenen Netzentgelte, die daran geprüft werden, ob eine korrekte Erfassung erfolgt[982]. Es werden jedoch nicht sämtliche gestellten Abrechnungen vollständig überprüft, sondern lediglich stichprobenartig[983]. Das Testatsverlangen trägt dem Umstand Rechnung, dass für die Richtigkeit der Endabrechnungen gehaftet wird. Ziel der Norm ist die Transparenz, Verbesserung und Verlässlichkeit von Endabrechnungen, die als Grundlage für den bundesweiten Ausgleich (§§ 34 ff. EEG) dienen. Es handelt sich um einen einklagbaren Anspruch, der vor den Zivilgerichten geltend gemacht werden kann[984]. Die Testatspflicht besteht nur auf Verlangen und muss nicht begründet werden. Die Nachweisenden können den Prüfer frei bestimmen, sodass die andere Partei kein Ablehnungsrecht hat[985]. Das Testat ist gleichzeitig mit der Endabrechnung vorzulegen.

Die Wirtschaftsprüfer übernehmen im Rahmen des EEG durch diese Aufgabenzuweisung eine wichtige Rolle, indem sie zu einer erhöhten Trans-

---

981 BT-Drs. 16/8148, S. 69.

982 C. Kahle, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 50 Rn. 8; P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 50 Rn. 6; H. Posser/ S. Altenschmidt, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 50 Rn. 5.

983 C. Kahle, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 50 Rn. 8; P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 50 Rn. 8; H. Posser/ S. Altenschmidt, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 50 Rn. 5.

984 C. Kahle, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 50 Rn. 6.

985 P. Salje, EEG-Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 50 Rn. 5; H. Posser/ S. Altenschmidt, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 50 Rn. 3.

parenz und Richtigkeit des Ausgleichsmechanismus beitragen. Ihre Bedeutung im EEG ist daher sehr hoch. Ohne Wirtschaftsprüfer gäbe es keine Instanz, die die Vergütungszahlungen hinreichend überprüft. Eine Testierung durch die Wirtschaftsprüfer darf nur bei EEG-konformen Endabrechnungen erfolgen. Die Netzbetreiber selbst haben dadurch ein großes (ökonomisches) Interesse an der Überprüfung ihrer Endabrechnungen. Sie gehen ansonsten ein hohes ökonomisches Risiko ein, wenn sie aufgrund falscher Vergütungszahlungen keine Ansprüche gegenüber dem nachgelagerten Netzbetreiber bzw. EVU geltend machen können. Trotz der „kann"-Vorschrift ist es daher in der Praxis die weite Regel, dass Endabrechnungen von Wirtschaftsprüfern testiert werden. Nach den Erfahrungen der Clearingstelle EEG hat die Regelung des § 50 EEG dazu geführt, dass Rechtsstreitigkeiten bzgl. offener Anwendungsfragen vermieden werden konnten. Wenn von Netzbetreibern an Anlagenbetreiber gezahlte oder zur Zahlung vorgesehene Vergütungen von Wirtschaftsprüfer(innen) angezweifelt wurden, konnte im Rahmen eines Einigungs- bzw. Votumsverfahrens durch die Clearingstelle EEG eine Klärung herbeigeführt werden. Umgekehrt hat das Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) seinen Wirtschaftsprüfern im Prüfungsstandard zum EEG[986] aufgegeben, sich auch an den Voten bzw. Empfehlungen der Clearingstelle EEG zu orientieren. Insofern hat sich der Testierungsanspruch nach § 50 EEG in der Praxis auch zur Sicherung der Einheitlichkeit der Auslegung und Anwendung des EEG bewährt. Auch das IDW geht – abgesehen von vereinzelten Fällen kleinerer Netzbetreibern – von einer weitläufigen Überprüfung der Endabrechnungen durch Wirtschaftsprüfer nach § 50 EEG aus.

Auch im Bereich der Besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 40 ff. EEG müssen die Voraussetzungen für die Begrenzung des Anspruchs von den Unternehmen des produzierenden Gewerbes nachgewiesen werden. Diese Nachweise sind gemäß § 41 Abs. 2 EEG durch eine Bescheinigung eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers zu erbringen. Auch hier erfüllt die Bescheinigung eine sehr wichtige Funktion: sie dient der Qualität und der Verlässlichkeit der gemachten Angaben. Dennoch haben die Bescheinigungen für den Zweck der Besonderen Ausgleichsregelung teilweise eine zu geringe Aussagekraft, weswegen das BAFA standardmäßig auch die Vorlage von geprüften Jahresabschlüssen verlangt (siehe hierzu ausführlich 6.9).

Die positiven Erfahrungen mit der Praxis der Wirtschaftsprüfer zeigen, dass deren Tätigkeit für das EEG wichtig ist und daher beibehalten werden sollte. Eine gesetzliche Pflicht zur Testierung erscheint angesichts der bereits heute schon fast flächendeckenden Testierung nicht erforderlich, da allenfalls bei kleineren Netzbetreibern keine Wirtschaftsprüfertestierung erfolgt.

[986] IDW PS 970.

10.2.4.2 Umweltgutachter (BBH)

Neben dem System der zivilrechtlichen Kontrolle durch den Einsatz von Wirtschaftsprüfern bei Endabrechnungen § 50 EEG, normiert das EEG an bestimmten Stellen den Einsatz von Umweltgutachtern im Sinne des Umweltauditgesetz (UAG)[987]. Der Einsatz von Umweltgutachtern zielt dabei immer auf einen Nachweis im Rahmen umweltspezifischer Vorgaben ab. Die Aufgaben der Umweltgutachter im Rahmen des EEG umfassen die folgenden Aufgaben:

- Zum einen ist es die Aufgabe der Umweltgutachter zu überprüfen, ob die Voraussetzungen der Vergütungen für Strom aus Wasserkraft vorliegen. Nach Maßgabe des § 23 Abs. 5 Nr. 2 EEG besteht ein Anspruch auf eine Einspeisevergütung nämlich nur dann, wenn nach Errichtung oder Modernisierung einer Wasserkraftanlage nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der bestehende Zustand verbessert wird. Der Nachweis kann sowohl durch eine Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde als auch durch eine Bescheinigung eines Umweltgutachters erfüllt werden.
- Die Bescheinigungen der Umweltgutachter sind zudem insbesondere im Bereich der Bonusvergütungen für Biomasse nach § 27 Abs. 4 EEG in einem nicht unerheblichen Umfang erforderlich:
  - Eine Nachweispflicht durch Umweltgutachten besteht im Rahmen des Bonus für nachwachsende Rohstoffe für den sog. Güllebonus gemäß § 27 Abs. 4 Nr. 2 EEG i.V.m. Anlage 2 Ziffer VI 2 b). Danach muss der Umweltgutachter nachweisen, dass dem Biogas, welches zur Stromproduktion eingesetzt wird, jederzeit mehr als 30 Masseprozent Gülle beigesetzt werden.
  - Die Erhöhung des Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen nach § 27 Abs. 4 Nr. 2 EEG i.V.m. Anlage 2 Ziffer VI 2 c) durch den sog. Landschaftspflegebonus setzt voraus, dass der Anlagenbetreiber durch ein Gutachten eines Umweltgutachters nachweisen kann, dass zur Stromerzeugung überwiegend Pflanzen oder Pflanzenbestandteile, die im Rahmen der Landschaftspflege, eingesetzt werden.
  - Der Kraft-Wärme-Kopplung-Bonus nach § 27 Abs. 4 Nr. 3 EEG i.V.m. Anlage 3 wird grundsätzlich nur dann gewährt, wenn nach Anlage 3 Ziffer II die Anspruchsvoraussetzungen der Anlage 3 Ziffer I durch ein Umweltgutachten belegt werden. Danach muss der Umweltgutachter zum Ersten belegen, dass es sich um KWK-Strom im Sinne des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes handelt. Zum Zweiten ist ein Umweltgutachten dafür beizubringen, dass entweder eine Wärmenutzung im Sinne der Positivliste vorliegt oder die Wärmenutzung

[987] Gesetz zur Ausführung der Verordnung (EG) Nr. 761/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. März 2001 über die freiwillige Beteiligung von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS) (Umweltauditgesetz – UAG) vom 4. September 2002 (BGBl. I S. 3490), zuletzt geändert durch Gesetz vom 17. März 2008 (BGBl. I S. 399).

nachweislich fossile Energieträger gemäß Nr. I.3 Anlage 3 EEG ersetzt.

- Im Bereich der Vergütung des Stroms aus Geothermie nach § 28 EEG sind Nachweise eines Umweltgutachters erforderlich. um einen Wärmenutzungsbonus nach § 28 Abs. 2 EEG i.V.m. Anlage 4 zu erhalten. Der Anspruch auf einen entsprechenden Bonus besteht nur, wenn durch ein Umweltgutachten nachgewiesen wird, dass mindestens ein Fünftel der in der Anlage verfügbaren Wärmeleistung ausgekoppelt wird, und die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger in einem mit dem Umfang der Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt.
- Über die Nachweise im Bereich der Grund- und Bonusvergütungen hinaus, kommt den Nachweisen der Umweltgutachter schließlich im Rahmen der Übergangsvorschrift nach § 66 Abs. 2 Nr. 5 d) EEG eine Bedeutung zu.
- Neben den Nachweispflichten im Bereich der Vergütungsregelungen des EEG konnten sich Anlagenbetreiber bis zum Inkrafttreten des Europarechtsanpassungsgesetzes[988] nach Maßgabe des § 55 Abs. 1 EEG a.F. einen Herkunftsnachweis des eingesetzten Energieträgers durch einen Umweltgutachter ausstellen lassen. Nach dem neuen § 55 ist dafür künftig das UBA zuständig (vgl. unten 10.2.7)
- Schließlich sind die Bescheinigungen der Umweltgutachter auch im Rahmen eines Härtefallantrages nach §§ 40 ff. EEG relevant. So kann die Zertifizierung der Voraussetzungen der Vorgaben des § 41 Abs.1 Nr. 1 bis 3 EEG nach Maßgabe der Nr. 4 der vorstehenden Norm sowohl durch einen Umweltgutachter als auch durch einen Zertifizierer nach ISO 14 001 bescheinigt werden.

Bei der Darlegung von Vergütungsvoraussetzungen, die an ein Umweltgutachten gebunden sind, sind die Umweltgutachten eine Voraussetzung, um den Vergütungsanspruch darzulegen. Fraglich ist allerdings, ob die Netzbetreiber, gegen die der Vergütungsanspruch gerichtet ist, an die Feststellungen in den Umweltgutachten gebunden sind. Ausführungen in der Literatur können entsprechend verstanden werden.[989]

Eine generelle Vermutungswirkung dafür, dass die in den Umweltgutachten genannten Tatsachen materiell auch tatsächlich eingehalten sind, dürfte dem EEG jedoch nicht zu entnehmen sein. Insofern haben die Netzbetreiber wohl jedenfalls ein beschränktes Prüfungsrecht. Das Umweltgutachten muss zumindest eine Plausibilisierung der getroffenen Aussage ermöglichen. Die pauschale Mitteilung durch. den Umweltgutachter, dass die nachzuweisende Voraussetzung erfüllt ist, genügt nicht. Dem Gutachten muss insbesondere entnommen werden können, auf welchen Zeit-

[988] Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619

[989] So zu § 23 EEG etwa C. Kahle in: J. Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2009, § 23 Rn. 34.

raum sich das Gutachten bezieht, welche Gegebenheiten der Beurteilung zugrunde lagen, welche „Erkenntnisquellen“ genutzt wurden und welche Ableitungen zu dem gefundenen Ergebnis geführt haben. Sollte sich zeigen, dass die Umweltgutachten evident falsch sind, kann der Netzbetreiber diese auch zurück weisen.

Das OLG Naumburg hat in einer kürzlichen Entscheidung zu einem Umweltgutachten nach § 23 EEG ausgeführt, dass der Nachweis durch die Bescheinigung eines Umweltgutachters jedenfalls gerichtlich überprüfbar sei.[990] Allerdings meint das OLG Naumburg, dass dem Netzbetreiber kein Prüfungsrecht in Ansehung der Bewirtschaftungsziele zukomme. Jedoch bleibe es Sache des erkennenden Gerichts, das zum Zwecke des Nachweises vorgelegte Gutachten auf „Plausibilität, Vollständigkeit und Überzeugungskraft“ zu überprüfen und zu würdigen. Eine gerichtliche Überprüfung des Gutachtens des Umweltgutachters ist daher möglich. Demgegenüber hatte die Vorinstanz noch argumentiert, dass auch der Netzbetreiber ein Prüfungsrecht im Hinblick auf das Umweltgutachten habe.

In der Beratungspraxis von BBH hat sich gezeigt, dass die Umweltgutachten in ihrem Inhalt sehr unterschiedlich sind. So unterscheiden sich der Aufbau der Gutachten, vor allem behandelten Punkte und auch die Prüfungstiefe. Im Hinblick auf die Methodik der Ableitung des Ergebnisses ergeben sich insoweit Unterschiede, als teilweise lediglich ein Sachverhalt dargestellt und technische Schlussfolgerungen gezogen werden, während teilweise auch unmittelbare rechtliche Schlussfolgerungen gezogen werden. Dabei sollen durch die Gutachten in der Regel keine rechtlichen Ableitungen getroffen, sondern lediglich ein bestimmtes Tatbestandsmerkmal positiv festgestellt werden. Aufgrund der unterschiedlichen Qualität der Umweltgutachten erscheint es aus unserer Sicht erforderlich, dass die Netzbetreiber ein Prüfungsrecht haben, um gewährleisten zu können, dass einheitliche und verlässliche Standards für die Umweltgutachten eingehalten werden.

Aus unserer Sicht erscheint es deshalb bedenkenswert, einen rechtlichen Rahmen für eine stärkere Vereinheitlichung der Umweltgutachten zu setzen. Dies ist zum Ersten sinnvoll, um die Vergleichbarkeit der Umweltgutachten stärker herzustellen und einen gleichen Standard für die Prüfung der relevanten Fragen herzustellen. Zum Zweiten ist dies zweckmäßig, um die Abwicklung des EEG durch die Netzbetreiber bei der Auszahlung der EEG-Vergütungen zu erleichtern und Zweifelsfälle zu reduzieren. Wenn ein einheitliches Format und ein einheitlicher Inhalt der Umweltgutachten festgesetzt würde, könnte der Aufwand der Netzbetreiber bei der Prüfung der Umweltgutachten erheblich reduziert und auch mehr Rechtssicherheit geschaffen werden.

Der Inhalt eines Umweltgutachtens hängt entscheidend davon ab, was darin belegt werden soll. Insofern kann keine generelle Empfehlung dazu

---

990 OLG Naumburg, Urt. v. 02.09.2010, Az. 11 O 2241/09 (noch nicht rechtskräftig, bislang unveröffentlicht).

abgegeben werden, welchen Inhalt ein Umweltgutachten haben soll. Als mögliche Eckpunkte, die generell für alle Arten von Umweltgutachten gelten sollten, könnten etwa die folgenden Punkte in Betracht kommen:

- Titelblatt
- Verfasser
- Aufgabenstellung
- Darstellung des zu beurteilenden Sachverhalts (Anlage, Standort, Zeitraum etc.)
- Material und Methoden (Aufnahmen, Unterlagen, Inaugenscheinnahme, Befragung etc.)
- Bewertung
- Zusammenfassung und Ergebnis
- Anlagen zum Gutachten.

10.2.5 Pflichten zur Information der BNetzA, § 51 EEG

Damit die BNetzA ihren Pflichten aus § 61 EEG (siehe unter 10.3.1) nachkommen kann, bedarf sie nach § 51 EEG der erforderlichen Daten (vgl. 9.1.1.3.6). Die Daten erhalten durch die Meldung an die BNetzA zumindest teilweise Publizität[991] und werden transparent. Die Daten – mit Ausnahme der Strombezugskosten – werden zudem von der BNetzA nach § 51 Abs. 3 Satz 2 EEG dem BMU und dem BMWi für statistische Zwecke sowie die Evaluation des EEG und die Berichterstattung nach § 65 EEG zur Verfügung gestellt. Die BNetzA kann im Falle eines ausreichenden Anfangsverdachts mittels eines Datenabgleichs überprüfen, ob die an einen Übertragungsnetzbetreiber oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen gerichteten Zahlungsansprüche unter Zugrundelegung der Angaben der Netzbetreiber zutreffend sind. Das gleiche gilt für die Frage, ob die von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Netzbetreiber oder ihren Zusammenschlüssen einschließlich der entsprechenden Verbände angegebenen, ausgewiesenen und/oder geltend gemachten Differenzkosten zutreffend sind[992]. Diese Überwachung gilt nach § 10 Abs. 1 AusglMechV nunmehr nur noch für die Ausweisung der EEG-Umlage. Gemäß § 51 Abs. 2 EEG gilt zudem eine Mitteilungspflicht für direktvermarktete Strommengen.

---

991 C. Kahle, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 51 Rn. 1; U. Ehricke, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 61 Rn. 14; P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl 2009, § 61 Rn. 22; V. Oschmann/ A. Rostankowski, in: M. Altrock/ ders./C. Theobald, EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 15 Rn. 30; T. Müller, ebenda, § 19a Rn. 8.

992 Begründung zum Entwurf des EEGÄndG, BR-Drs. 427/06, S. 19.

10.2.6 Information der Öffentlichkeit, § 52 EEG

Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind nach § 52 EEG verpflichtet, auf ihren Internetseiten die Angaben nach §§ 45 – 49 EEG unverzüglich nach ihrer Übermittlung sowie zudem einen Bericht über die Ermittlung der von ihnen mitgeteilten Daten unverzüglich nach dem 30. September eines Jahres zu veröffentlichen (vgl. ausführlich 9.1.1.3.7). Diese Vorschrift trägt vor allem zur Information der Öffentlichkeit bei und steigert die Transparenz im System der Strom- und Kostenweitergabe. Die Verpflichtung steht im Interesse aller Beteiligten, da so unberechtigten Vorwürfen hinsichtlich Missbrauchs und überhöhter Zahlungen auf allen Ebenen des Gesetzes entgegnet werden kann[993]. Die Veröffentlichung ist gemäß § 121 Abs. 1 Satz 1 BGB dann „unverzüglich“, wenn sie ohne schuldhaftes Zögern erfolgt. Unter einem Bericht versteht man ein zur Verfügung stehendes Dokument in lesbarer Form, das über die Mitteilung der Zahlen hinausgeht und insbesondere Geschehnisse und Zahlenangaben verbalisiert[994]. Die Angaben und der Bericht müssen gemäß § 52 Abs. 2 EEG eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen können, ohne weitere Informationen die ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen vollständig nachzuvollziehen. Speziellere Kenntnisse dürfen nicht erforderlich sein.

Der Gesetzgeber selbst geht bei § 52 EEG nur von einem beschränkten Kontrollpotential hinsichtlich Missbrauchs aus, da die Entgeltwälzung wegen des Fehlens öffentlich zugänglicher Informationen nicht überprüft werden kann[995]. Zudem sind die Daten nur bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten, so dass zumindest hierüber keine umfassende Datengrundlage über das EEG besteht (9.1.1.3.7).

10.2.7 Herkunftsnachweise, § 55 EEG

Anlagenbetreiber können sich gemäß § 55 Abs. 1 für Strom aus Erneuerbaren Energien vom Umweltbundesamt einen Herkunftsnachweis ausstellen lassen. Diese Herkunftsnachweise werden auch als "Grünstromzertifikate" bezeichnet, die den Anlagenbetreibern als Nachweis gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber sowie dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen dienen[996]. Hieraus ergibt sich auch die Möglichkeit, mit Strom aus Erneuerbaren Energien zu werben. Ein solcher Nachweis dient vor allem dem Verbraucherschutz, denn den Anlagenbetreibern wird damit ermöglicht, die Erzeugung "grünen" Stroms nachzuweisen. Ausstellung, Übertragung und Entwertugn erfolgen nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 64 Abs. 4 EEG. Bislang zählten zu den erforderlichen Daten: der Energieträger, bei Einsatz von Biomasse die Tatsache, inwieweit es sich

---

993 BT-Drs. 16/2455, S. 11.

994 P. Salje, EEG-Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 52 Rn. 9.

995 BT-Drs. 16/8148 S. 71.

996 C. Kahle, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 55 Rn. 1.

ausschließlich um Biomasse i.S.d. Biomasseverordnung[997] handelt, Name und Anschrift des Anlagenbetreibers, die erzeugte Strommenge sowie der Standort, die Leistung und der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage. Der Zweck der Herkunftsnachweise zeigt sich auch im europäischen Recht. Sie werden nach § 55 Abs. 2 EEG grenzüberschreitend anerkannt, was wiederum die Voraussetzung für den Handel mit Herkunftsnachweisen ist. Die Nachweise spielen auch bei dem Doppelvermarktungsverbot eine Rolle, nämlich bei dem Verbot der Weitergabe der Nachweise, vgl. § 56 Abs. 2 EEG. Aus der Richtlinie 2001/77/EG[998], die durch den ursprünglichen § 55 EEG umgesetzt wurde, ergaben sich noch keine detaillierten Vorgaben über den Inhalt der Herkunftsnachweise. Allerdings sieht die neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie[999] in ihrem Art. 15 nähere Bestimmungen vor, welche Inhalte ein Herkunftsnachweis enthalten soll. Dies wurde nun durch das Europarechtsanpassungsgesetz[1000] umgesetzt. Herkunftsnachweise bescheinigen die Herkunft des Stroms aus einer erneuerbaren Energiequelle[1001]. Durch § 3 Nr. 4a EEG wird der Begriff „Herkunftsnachweis“ legaldefiniert. Demgemäß handelt es sich um ein „elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Endkunden im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Abs. 1 Nr. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus Erneuerbaren Energien erzeugt wurde.“ Nach § 55 EEG Abs. 3 iVm. Abs. 4 richtet das Umweltbundesamt eine elektronische Datenbank ein, in der die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen registriert wird (Herkunftsnachweisregister, vgl. 8.4 und 8.7.4). Anders als zuvor sind nicht mehr Umweltgutachter im Sinne des Umweltauditgesetz (UAG)[1002] mit der Ausstellung der Nachweise betraut, sondern das Umweltbundesamt.

---

997 Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), zuletzt geändert durch Verordnung vom 9. August 2005 (BGBl. I S. 2419).

998 Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 27.09.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EG 2001 Nr. L 283/33.

999 Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EU L 140/16 v. 05.06.2009.

1000 Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011 (BGBl. I S. 619).

1001 C. Kahle, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 55 Rn.5; M. Boemke, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 55 Rn. 1; V. Oschmann/ C. Theobald, in: Altrock/ ders./ ders. (Hrsg.), EEG Kommentar, 2. Aufl. 2008, § 17 Rn. 9.

1002 Gesetz zur Ausführung der Verordnung (EG) Nr. 761/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. März 2001 über die freiwillige Beteiligung von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS) (Umweltauditgesetz – UAG) vom 4. September 2002 (BGBl. I S. 3490), zuletzt geändert durch Gesetz vom 17. März 2008 (BGBl. I S. 399).

10.2.8 Clearingstelle EEG, § 57 EEG

Aus der Sicht der Missbrauchsaufsicht ist auch die Clearingstelle EEG (s. hierzu 8.5) in den zivilrechtlichen Kontrollmechanismus eingebunden. Da sie eine Stelle für Rechtsauslegungs- und Anwendungsfragen im gesamten EEG ist und mit konkreten Rechtsstreitigkeiten betraut wird, kommt ihren Entscheidungen ein hohes Maß an Akzeptanz unter den Teilnehmern des EEG zu[1003]. Hierdurch wird Rechtssicherheit bezüglich offener Rechtsfragen geschaffen, was wiederum generell geeignet ist, den Raum für möglichen Missbrauch zu verringern. So arbeitet die Clearingstelle auch präventiv, um mögliche Streitigkeiten von vorneherein zu vermeiden. Dies ist insbesondere im Rahmen des Empfehlungsverfahrens der Fall.

10.2.9 Verbraucherschutz durch Verbändeklagerecht, § 58 EEG

Gemäß § 58 EEG gelten die §§ 8 bis 14 des Gesetzes gegen den unlauteren Wettbewerb (UWG)[1004] bei Verstößen gegen die §§ 16 bis 33 EEG entsprechend. Somit können die in § 8 Abs. 3 Nr. 1 bis 4 UWG genannten Personen und Einrichtungen (Mitbewerber, (Unternehmens-)verbände, qualifizierte Einrichtungen (Verbraucherschutzverbände), Industrie- und Handelskammer oder Handwerkskammer) auf dem zivilrechtlichen Klageweg gegen ungerechtfertigte Kostenweitergabe im bundesweiten Ausgleichsmechanismus vorgehen. Durch die Vorschrift des § 58 EEG sollen die Interessen der Letztverbraucher an einer preisgünstigen und umweltfreundlichen Stromversorgung geschützt werden[1005]. Bei den verwiesenen Ansprüchen nach dem UWG handelt es sich um (1.) Beseitigungs- und Unterlassungsansprüche nach § 8 Abs. 1 UWG, (2.) Schadensersatzansprüche nach § 9 UWG, (3.) Gewinnherausgabeansprüche nach § 10 UWG und (4.) Ansprüche auf Ersatz der erforderlichen Aufwendungen nach § 12 Abs. 1 S. 2 UWG. Mit der Regelung soll dem Vollzugsdefizit entgegengewirkt werden, welches sich aus der zivilrechtlichen Ausgestaltung des EEG ergibt[1006]. Bei den EEG-Vergütungen handelt es sich um Mindestvergütungen. § 58 EEG soll dabei sicherstellen, dass in den bundesweiten Ausgleichsmechanismus tatsächlich nur diese und nicht höhere, freiwillig vereinbarte Vergütungen einbezogen werden. Der Wälzungsmechanismus ermöglicht eine Weitergabe von Kosten an die Allgemeinheit, ohne dass sichergestellt werden kann, dass der Wälzungsmechanismus nur zu gesetzeskonformen Verhalten genutzt wird. Jedenfalls vor

---

[1003] Dies wird unterstrichen durch die Berücksichtigungspflicht der Entscheidungen der Clearingstelle für Wirtschaftsprüfer im IDW Prüfungsstandard zum EEG. http://www.clearingstelle-eeg.de/node/792

[1004] Gesetz gegen den unlauteren Wettbewerb (UWG) vom 3. März 2010 (BGBl. I S. 254).

[1005] BT-Drs. 16/8148, S. 74; M. Findeisen, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 58 Rn. 1; P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 58 Rn. 1; S. Tüngler, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 58 Rn. 2.

[1006] H. Schumacher, ZUR 2008, 121, 123.

dem EEG 2009 gab es eine Vielzahl von Missbrauchsfällen, die letztlich zu einem höheren Strompreis für die Letztverbraucher führten[1007].

Im Wesentlichen soll die Vorschrift des § 58 EEG in drei Fällen zur Anwendung kommen. Erstens, wenn verhindert werden soll, dass zu hohe Vergütungszahlungen in den Ausgleichsmechanismus gestellt werden bzw. falsche Vergütungskategorisierungen vorgenommen werden, es also auf der ersten Stufe entgegen den §§ 23 bis 33 EEG zu überhöhten Vergütungen kommt.

Vom Klagerecht nach § 58 EEG i.V.m. §§ 8 bis 14 UWG soll zweitens Gebrauch gemacht werden, wenn gegen die allgemeinen Vorgaben zur Vergütungsberechnung nach den §§ 18 bis 22 EEG verstoßen wird (Zugrundelegung falscher Vergütungszeiträume, falscher Degressionssätze etc.).

Drittens dient der § 58 EEG auch der Verhinderung von Missbrauch im Rahmen der Direktvermarktung nach § 17 EEG. Anlagenbetreiber, die gegen die Anzeigepflicht nach § 17 EEG verstoßen, können im Wege eines Beseitigungsanspruchs nach § 8 Abs. 1. UWG i.V.m § 58 EEG zur Rückzahlung der EEG-Vergütung verurteilt werden[1008].

Die Effektivität dieses Instruments zur Missbrauchskontrolle, insbesondere im Bereich der ersten Stufe des Ausgleichs, begegnet Zweifeln hinsichtlich der praktischen Möglichkeit dieses Klagerechts. Zudem steht den Klageberechtigten kein Anspruch auf Herausgabe oder Untersuchung prüffähiger Unterlagen hinsichtlich der Vergütung einer konkreten Anlage zu[1009] (siehe 10.4.1). Es sollte daher geprüft werden, ob Möglichkeiten bestehen, die Durchsetzung des Klagerechts zu verbessern.

10.2.10 Direktvermarktung, § 17 EEG

Gemäß § 17 Abs. 1 S. 1 EEG können Anlagenbetreiber den erzeugten Strom kalendermonatlich nur dann an Dritte veräußern, wenn sie dies dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats angezeigt haben. Damit entfällt gemäß Satz 2 ein Anspruch auf die Vergütung nach § 16 EEG. Die Regelung verhindert einen jederzeitigen kurzfristigen Ausstieg aus dem Wälzungsmechanismus des EEG, vor allem dann, wenn der Strompreis über den EEG-Vergütungssätzen liegt. Infolgedessen werden die Anlagenbetreiber mit einem mindestens zweimonatigen Zeitabstand gezwungen, eine Prognose bezüglich ihrer Gewinnchancen vorzunehmen und das Risiko eines entsprechenden Verlustes zu tragen. Einerseits soll durch § 17 EEG dabei die Marktintegration der Erneuerbaren Energien gefördert werden. Die Teilnahme am Markt bringt zwangs-

[1007] BT-Drs. 16/8148, S. 74.

[1008] Zwar zielt ein solcher auf die Beseitigung eines rechtswidrigen Zustandes ab und nicht auf Geldleistung, jedoch kann dies auch ausnahmsweise Anspruchsinhalt sein, sofern sich die geschaffene Beeinträchtigung nicht anders als durch Geldleistung beseitigen lässt, vgl. M. Findeisen, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 58 Rn. 26.

[1009] M. Findeisen, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 58 Rn. 25; S. Tüngler, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 58 Rn. 26.

läufig auch Markterfahrung mit sich und fördert die Interaktion mit anderen Akteuren[1010]. Andererseits gilt es zu verhindern, dass die Anlagenbetreiber nur die Chancen eines Gewinnes, nicht aber die Risiken eines Verlustes tragen. Das Verbot einer „unangekündigten" Eigenvermarktung soll verhindern, dass es ohne gesamtgesellschaftlichen Nutzen zu Stromverteuerungen kommt. Dem könnte aber entgegengehalten werden, dass es durchaus den Zielen des EEG entspricht, die Anlagenbetreiber an den freien Markt heranzuführen, ohne ihnen dabei Hürden aufzustellen[1011].

Auch den Verteilnetzbetreibern ist die Eigenvermarktung des nach § 16 EEG vergüteten EEG-Stroms untersagt. Gemäß § 34 Abs. 1 EEG sind sie zur Weitergabe an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet.

10.3 Missbrauchskontrolle durch den Staat (FUER)

10.3.1 Bundesnetzagentur, §§ 61, 62 EEG

10.3.1.1 Aufgaben der BNetzA

Die Bundesnetzagentur nimmt Überwachungsaufgaben im Rahmen des EEG wahr (8.1.2.3). Gemäß § 61 Abs. 1 EEG hat sie die Aufgabe zu überprüfen, dass den Elektrizitätsversorgungsunternehmen nur die EEG-Vergütung abzüglich der vermiedenen Netzentgelte berechnet werden (Nr. 1), die Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten aus §§ 51, 52 EEG eingehalten werden (Nr. 2) und die gegenüber Dritten ausgewiesenen Differenzkosten [jetzt EEG-Umlage, § 8 Abs. 1 AusglMechV] nur nach Maßgabe der gesetzlichen Vorschriften erfolgen (Nr. 3). Darüber hinaus legt § 10 AusglMechV[1012] fest, dass die Aufgaben der BNetzA auch zur Überwachung der Vermarktung und der Ermittlung, Festlegung, Veröffentlichung und Weitergabe der EEG-Umlage sowie der Anzeige der EEG-Umlage gelten. Damit steht ihr die Aufgabe zu, den bundesweiten Ausgleichsmechanismus zwischen den Verteilnetzbetreibern, den Übertragungsnetzbetreibern und den Stromlieferanten zu überwachen und im Falle eines Missbrauchs einzugreifen[1013]. Damit die BNetzA ihren Pflichten nachkommen kann, stehen ihr nach § 61 Abs. 2 EEG weitgehend die Befugnisse der §§ 65 ff. EnWG[1014] zur Verfügung. Sie kann hierdurch insbesondere durch die Beschlusskammern vollziehbare Anordnungen treffen, und für Amtshandlungen Kosten erheben. Auch § 62 Abs. 3 EEG weist der

[1010] EEG-Erfahrungsbericht 2007, Seite 143.

[1011] H. Schumacher, ZUR 2008, 121, 123.

[1012] Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus v. 17.07.2009 (BGBl. I, S. 2101).

[1013] BT-Drs. 16/2455, S. 11; BMU, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 51 f.

[1014] Energiewirtschaftsgesetz v. 07.07.2005, BGBl. I S. 1970 (3621), zuletzt geändert durch Gesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).

BNetzA eine Aufgabe zu. Sie ist als Verwaltungsbehörde für die Ahndung von Ordnungswidrigkeiten nach § 62 Abs. 1 EEG zuständig.

10.3.1.2 Bewertung der Missbrauchsbekämpfung durch die BNetzA

Im Bereich der Überwachung des Wälzungsmechanismus gemäß § 61 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG i.V.m. § 10 Abs. 1 AusglMechV[1015] sieht sich die BNetzA verschiedenen Problemen konfrontiert. Zunächst ist festzuhalten, dass die BNetzA nur den Wälzungsmechanismus ab der zweiten Stufe (Verhältnis zwischen Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber) überwacht (vgl. auch 8.1.2.3.1). Eine Zuständigkeit für die erste Stufe des Belastungsausgleichs, welche das Verhältnis zwischen den Anlagenbetreibern und den Verteilnetzbetreibern betrifft, besitzt die BNetzA nicht[1016]. Dennoch wird in der Literatur eine Gesamtzuständigkeit für sämtliche Ebenen des Wälzungsmechanismus empfohlen[1017]. Dagegen könnte aber die grundsätzlich zivilrechtliche Ausgestaltung des EEG sowie der bisherige Wille des Gesetzgebers sprechen, der davon ausgeht, dass eine Überwachung der ersten Stufe angesichts ausreichender zivilrechtlicher Möglichkeiten nicht nötig sei[1018]. Allerdings bestehen an der Richtigkeit dieser Einschätzung Zweifel. Nur für den Fall, dass der Anlagenbetreiber geringer als gesetzlich nach den §§ 16 ff. EEG vorgesehen vergütet wird, ist zu erwarten, dass er seine zivilrechtlichen und zivilprozessualen Möglichkeiten ausreichend in Anspruch nimmt. Dies kann jedoch nicht für den Fall gelten, dass aufgrund falscher Einordnung der Anlagen o.ä. der Anlagenbetreiber höher als gesetzlich vorgesehen vergütet wird. Zwar läuft der Netzbetreiber dann Gefahr, seine Kosten nicht vollständig vom Übertragungsnetzbetreiber zu erhalten. Letzterer ist nach § 35 Abs. 1 EEG nur zur Vergütung entsprechend den §§ 18 bis 33 EEG verpflichtet. Mangels Überprüfung der ersten Stufe sind die ÜNB aber weitgehend nicht in der Lage, eine zu hohe Vergütung zu erkennen. Auch die Testierungsmöglichkeiten nach §§ 50, 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG bieten hier keine bzw. nicht ausreichend Kontrollfunktionen, da Wirtschaftsprüfer die ersten Stufe grundsätzlich nicht mit überprüfen. Die BNetzA weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass ihr eine Überwachung der ersten Stufe aus personellen Gründen nicht und die Überwachung der übrigen Stufen aufgrund der Vielzahl der teilnehmenden Akteure zumindest nicht *en detail* möglich sei. Bislang habe sie auch nicht von ihrem Recht nach § 61 Abs. 2 EEG Gebrauch gemacht, Aufsichtsmaßnahmen oder Verfahren nach den §§ 65 ff. EnWG durchzuführen. Sie geht bei der ersten Stufe des Ausgleichmechanismus von einem hohen Missbrauchspotential aus und weist auf die Gefahr hin, dass die extreme Aufsplittung in über 1500 Ver-

[1015] Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101) – Ausgleichsmechanismusverordnung.

[1016] BT-Drs. 16/8148, S. 74 f.; BT-Drs. 16/2455, S. 11.

[1017] Vgl. etwa P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 19; U. Ehricke, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 1. Aufl. 2010, § 61 Rn. 11; M. Findeisen, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 14.

[1018] BT-Drs. 16/8148, S. 75.

gütungskategorien dazu führe, dass Verteilnetzbetreiber oftmals den falschen Vergütungssatz berechnen könnten. In diesem Fall wäre von zusätzlichen, nicht gerechtfertigten Kosten für die Allgemeinheit bzw. den Letztverbraucher auszugehen (siehe hierzu 10.4.1).

Darüber hinaus fehlen der BNetzA bislang die erforderlichen Kapazitäten hinsichtlich der Überprüfung der berechtigten Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs nach § 37 Abs. 1 S. 2 EEG durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Eine entsprechende Kontrolle liegt zwar im Aufgabenbereich der BNetzA[1019], jedoch kann bislang nicht hinreichend gewährleistet werden, dass die Inanspruchnehmer des Grünstromprivilegs durchgängig zu Recht von der Zahlung der EEG-Umlage befreit sind. Aus demselben Grund sieht sich die BNetzA bisher außerstande, die korrekte Berechnung der vermiedenen Netzentgelte nach § 35 Abs. 2 EEG zu überprüfen. Ob im Rahmen des § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG – angesichts der grundsätzlich guten Erfahrungen mit der Testierung – eine Wirtschaftsprüfertestierung verpflichtend vorgesehen werden sollte, und § 50 EEG dementsprechend zu erweitern wäre, ist fraglich. Bislang verlangen die Übertragungsnetzbetreiber von den am Grünstromprivileg teilnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen ohnehin flächendeckend eine Wirtschaftsprüfertestierung ihrer Endabrechnung nach § 49 EEG i.V.m. § 50 EEG. Jedenfalls wären vor dem Hintergrund der Aussagen der BNetzA vermehrte Veröffentlichungspflichten für die Elektrizitätsversorger vorteilhaft, um vor möglichem Missbrauch abzuschrecken.

Schließlich ist aus Sicht der BNetzA nicht möglich, bewussten Missbrauch des EEG durch einen Datenbankabgleich bei den Akteuren zu identifizieren, da davon auszugehen ist, dass dieser Missbrauch gegenüber allen Teilnehmern gleich begangen würde (Bsp.: wer gegenüber dem ÜNB falsche Angaben macht, wird dies auch gegenüber der BNetzA tun). Ebenso ergeben sich im Datenbankabgleich keine Abweichungen, wenn falsche Daten die gesamte EEG-Kette entlang weitergegeben werden. Der Gesetzgeber ist aber in der Begründung zum EEG noch davon ausgegangen, dass einem bewussten Missbrauch durch einen automatisierten Datenerfassungsvorgang begegnet werden kann[1020]. Es ist daher zu prüfen, ob hier vermehrt Daten öffentlich gemacht werden sollten, um durch eine Aufdeckungsgefahr vor möglichem Missbrauch abzuschrecken. Im Übrigen wird auf die Ausführungen unter 10.4.1 verwiesen.

10.3.2 Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, § 27 EEG i.V.m. § 64 Abs. 2 EEG

Für die Stromerzeugung aus Biomasse dürfen ab 1. Januar 2010 für den Erhalt der Vergütungen nach EEG nur noch Pflanzenöle eingesetzt werden, die nachweislich nachhaltig hergestellt worden sind. Dies schreibt die

[1019] BT-Drs. 16/8148, S. 74.

[1020] BT-Drs. 16/8148, S. 74 f.

Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung[1021] (§ 27 i.V.m. § 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG) vor, die am 24. August 2009 in Kraft getreten ist. Mit ihr soll eine nachhaltige Erzeugung von Biomasse zur Herstellung von flüssigen Biobrennstoffen sichergestellt werden. Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung setzt Vorgaben der Europäischen Union um[1022]. Sie gilt sowohl für Biomasse aus Deutschland als auch aus anderen Staaten, wenn eine Vergütung nach dem EEG in Deutschland erfolgen soll. Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung übernimmt hierbei die Zuständigkeit als staatliche Anerkennungs- und Kontrollbehörde (ausführlich hierzu 8.3). Die Einhaltung dieser Vorgaben ist über ein Zertifizierungssystem zu dokumentieren. In einem weiteren Schritt kontrolliert die Bundesanstalt die zugelassenen Zertifizierungssysteme und Zertifizierungsstellen.

Im Rahmen der Untesuchung zum EEG-Erfahrungsbericht konnte die BLE keine Bewertung hinsichtlich ihrer Tätigkeit oder praktischen Erfahrungen mit der BioSt-NachV abgeben. Dafür sei die bisherige Geltungsdauer der Verordnung zu kurz und ihre praktische Umsetzung erfolge noch. Lediglich zur Anerkennung von Zertifizierungsstellen konstatierte die BLE im Jahr 2010, dass von 24 Anerkennungsanträgen bislang 18 stattgegeben wurden und drei wegen fehlender Unabhängigkeit bzw. fehlender Unterlagen abgelehnt werden mussten[1023]. Insofern kann – nach ersten Erfahrungen – durch das Anerkennungsverfahren der BLE gewissen Missbräuchen vorgebeugt werden.

10.3.3 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, § 40 ff. EEG

Das BAFA ist die einzige Behörde im Bereich der sonst im EEG nicht geregelten fünften Stufen des bundeweiten Ausgleichs. Missbrauchsfälle innerhalb der Besonderen Ausgleichsregelung sind unter 6.3 und 6.7 ausführlich dargestellt.

10.3.4 Eigene Behörde für Missbrauchsfälle

Zu den Überlegungen im Rahmen der Missbrauchsaufsicht und -kontrolle gehört auch die Frage der Einrichtung einer eigens für Missbrauch zuständigen Behörde, die der Fachaufsicht des BMU unterstehen sollte. Dies erscheint jedoch angesichts der aufgesplitterten Behördenzuständigkeiten im EEG (BNetzA für den Wälzungsmechanismus und PV-Register; BAFA für die Besondere Ausgleichsregelung, BLE für die nachhaltige Biomassestromerzeugung, UBA für das Herkunftsnachweisregister) und auch aufgrund der bisherigen Konzeption der Missbrauchskontrolle im

[1021] Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung v. 23.07.2009 (BGBl. I S. 2174).

[1022] Art 17, 18 der Richtlinie 2009/28/EG.

[1023] Der im Frühjahr 2011 von der BLE vorgelegte Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2010 konnte nicht mehr berücksichtigt werden. Soweit ersichtlich sind darin aber keine Ablehnungsgründe angegeben.

EEG wenig praktikabel. So soll Missbrauch im EEG zunächst durch die gegenseitige Kontrolle der Privaten untereinander bekämpft werden (vgl. oben 10.2). Dort, wo eine solche gegenseitige Kontrolle nicht greift oder als nicht ausreichend erachtet wird, wird sie von einer hoheitlichen Überwachung flankiert. Im EEG obliegt die hoheitliche Überwachung im Wesentlichen der BNetzA, deren Aufgaben in §§ 61, 62 EEG konkretisiert sind. Sie betrifft maßgeblich die Überwachung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus. Darüber hinaus ist die BNetzA die Meldestelle für PV-Anlagen, vgl. § 16 Abs. 2 Satz 2 EEG. Dass die BNetzA also mit der Überwachungsaufgabe betraut und in diesem Rahmen auch die „Missbrauchsbehörde“ ist, erscheint nur konsequent. Dies gilt auch für das BAFA hinsichtlich der Besonderen Ausgleichsregelung nach den §§ 40 ff. EEG und die BLE im Rahmen der nachhaltigen Biomassestromerzeugung. Würde man die staatlichen Aufgaben bei diesen Behörden belassen (siehe ausführlich 8.5), ihnen aber nicht gleichzeitig auch die Missbrauchsaufsicht zuweisen, sondern dies in einer dritten Behörde auslagern, dürfte dadurch eine effizientere Missbrauchsbekämpfung nicht zu erwarten sein.

10.4 Einzelfragen im Bereich der Missbrauchsbekämpfung (FUER)

10.4.1 Lücken in der Überwachung der ersten Stufe des Ausgleichsmechanismus

Gemäß § 61 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG hat die BNetzA die Aufgabe, zu überwachen, dass den Elektrizitätsversorgungsunternehmen nur die nach § 35 EEG gezahlten Vergütungen abzüglich der vermiedenen Netzentgelte berechnet werden. Darüber hinaus legt § 10 AusglMechV[1024] fest, dass die Aufgaben der BNetzA auch zur Überwachung der Vermarktung und der Ermittlung, Festlegung, Veröffentlichung und Weitergabe der EEG-Umlage sowie der Anzeige der EEG-Umlage gelten. Unter die Überwachungspflicht der BNetzA fällt nach der Gesetzesbegründung der „bundesweite Ausgleichsmechanismus, beginnend bei dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, über die Übertragungsnetzbetreiber und die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, gegen die Vergütungsansprüche und Stromabnahmeansprüche geltend gemacht werden, bis zum Letztverbraucher, dem infolge des bundesweiten Ausgleichs die EEG-Umlagen in Rechnung gestellt werden“[1025]. Der genaue Überwachungsumfang ist jedoch angesichts des bisherigen Wortlauts äußerst

[1024] Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus v. 17.07.2009 (BGBl. I, S. 2101).

[1025] BT-Drs. 16/8148, S. 74; a. A. S. Gerstner, RdE 2005, 135, 137, der die Überwachung auf die 2. Stufe begrenzt sieht.

umstritten[1026] und sollte jedenfalls gesetzgeberisch auf die zweite bis vierte Stufe des bundesweiten Ausgleichs (§§ 35 bis 39 EEG) präzisiert werden (siehe auch oben 8.1.2.3.1).

Eine ordnungsgemäße Aufgabenerfüllung durch die BNetzA kann jedoch nur durch eine Überwachung sämtlicher Stufen des bundesweiten Ausgleichsmechanismus erfolgen[1027]. Da jedoch keine Überwachung der ersten Stufe des Wälzungsmechanismus durch die BNetzA stattfindet, entstehen in diesem Bereich Überwachungslücken (siehe 10.3.1.2). Der Gesetzgeber selbst ging in seiner Begründung noch davon aus, dass eine Überwachung der ersten Stufe nicht vonnöten sei, da hier die zivilrechtlichen bzw. zivilprozessualen Möglichkeiten ausreichend seien[1028]. Wie oben (10.3.1.2) bereits dargelegt, kann dieser Einschätzung nur für den Fall zu geringer Vergütungszahlungen gefolgt werden, nicht jedoch bei zu hohen Vergütungen. Auch die BNetzA befürchtet, dass vielfach eine falsche Vergütungskategorisierung vorgenommen würde. Sie vermutet insofern auch ein erhebliches Missbrauchspotenzial auf der ersten Stufe des Ausgleichsmechanismus und sieht sich zudem bei den übrigen Stufen aufgrund der Zahl der teilnehmenden Akteure nicht zu einer detaillierten Prüfungs- und Überwachungstätigkeit in der Lage. Eine Überwachung der ersten Stufe hält die BNetzA aufgrund ihrer Personalkapazität für nicht möglich.

Missbräuchlich handelt der Anlagenbetreiber, wenn er gegenüber dem Netzbetreiber die falsche Kategorisierung angibt oder einer fehlerhaften Einordnung durch den Netzbetreiber wider besseres Wissen nicht widerspricht. Hier fehlen den Verteilnetzbetreibern die Mittel für eine Überprüfung. Da diese die Kosten grundsätzlich weiterwälzen können, dürfte bei ihnen auch oftmals kein hinreichendes Interesse an einer detaillierten Kontrolle bestehen. Zwar läuft der Netzbertreiber dann Gefahr, seine Kosten nicht vollständig vom Übertragungsnetzbetreiber zu erhalten. Letzterer ist nach § 35 Abs. 1 EEG nur zur Vergütung entsprechend den §§ 18 bis 33 EEG verpflichtet. Mangels Überprüfung der ersten Stufe sind die ÜNB aber weitgehend nicht in der Lage, eine zu hohe Vergütung zu erkennen. Eine Testierung im Sinne des § 50 EEG durch einen vereidigten Wirtschaftprüfer kann durch den Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber nicht verlangt werden, da § 50 EEG einen diesbezüglichen Anspruch nicht normiert (siehe 10.2.4.1). Nach bisherigen Angaben des IDW findet selbst eine inzidente Kontrolle der Anlagenbetreiberdaten bei der Testierung der Endabrechnungen der Netzbetreiber grundsätzlich nicht statt. Allenfalls

---

[1026] Vgl. zum bisher problematischen – auf die 2. Stufe hindeutenden – Gesetzeswortlaut U. Ehricke, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 61 Rn. 10 ff.; M. Findeisen, in J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 12 ff.; P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 16 ff.; S. Gerstner, RdE 2005, 135, 137.

[1027] T. Müller, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl. 2008, § 19a Rn. 10; P. Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 61 Rn. 19; A. Klemm, Versorgungswirtschaft, 2006, 169, 272; M. Findeisen, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2009, § 61 Rn. 14; U. Ehricke, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 61 Rn. 12.

[1028] BT-Drs. 16/8148, S. 74f.

kann vereinzelt eine Nachfrage seitens der Wirtschaftsprüfer erfolgen, sofern offene Zweifel bestehen oder bestimmte Daten nicht plausibel erscheinen. Auch das IDW bestätigt ein Überwachungsdefizit auf der ersten Stufe des Ausgleichsmechanismus.

Auch die Tätigkeit der Clearingstelle EEG bietet keine Überwachungsmöglichkeit. Sie hat lediglich die Aufgabe, Streitigkeiten und Anwendungsfragen im EEG zu klären und bietet damit primär nur Interpretationshilfen. Einigungsmöglichkeiten zwischen den Parteien können dabei durchaus vom Willen des Gesetzgebers abweichen.

Es ist daher festzustellen, dass eine Missbrauchsmöglichkeit auf der ersten Stufe des Wälzungssystems besteht, die weder hoheitlich durch behördliche Überwachung noch zivilrechtlich durch gegenseitige Kontrolle hinreichend geschlossen wird. Es ist auch zu befürchten, dass eine einmalig falsch Angabe durch den gesamten Wälzungsmechanismus fortwirkt, wenn diese Angabe ungeprüft weitergegeben wird (siehe 10.3.1.2).

Fraglich ist daher, wie diese Lücke geschlossen werden kann. Eine Erweiterung der Kompetenzen der BNetzA auf eine Überwachung der ersten Stufe könnte angesichts der Vielzahl der Anlagen mit einem erheblichen Verwaltungs- und Personalaufwand verbunden sein. Dies dürfte eine personelle Aufstockung erforderlich machen. Allerdings könnte sich eine solche Überwachung auf die Kontrolle von Stichproben beschränken. Zudem könnte sich der Aufwand der öffentlichen Hand durch eine Kombination öffentlicher und privater Mechanismen (z. B. zusätzliche Testierungsmöglichkeiten/-pflichten) reduzieren. So könnten etwa die Anlagenbetreiber bei Inbetriebnahme der Anlage zu einer einmaligen Nachweiserbringung über die richtige Vergütungskategorie verpflichtet werden bzw. zur Vorlage eines solchen Nachweises bei Strichproben. Dieser Nachweis könnte entweder durch einen vereidigten Wirtschaftsprüfer oder durch den Einsatz von Umweltgutachtern im Sinne des Umweltauditgesetz (UAG)[1029] erfolgen. Damit Anlagenbetreibern von kleineren Anlagen hierdurch keine finanzielle Überbelastung auferlegt wird, könnte die Leistungspflicht an das Überschreiten einer gewissen Leistungsgrenze gekoppelt werden oder auf problematische Bereiche begrenzt werden.

Im Hinblick auf die Vielzahl und Verteilung der EE-Anlagen käme hierbei auch die Einrichtung bundeseigener Mittel- und Unterbehörden in Betracht. Dabei sind jedoch die strengen verfassungsrechtlichen Anforderungen des Art. 87 Abs. 3 Satz 2 GG zu berücksichtigen (siehe hierzu 8.7.9).

In diesem Kontext wäre auch die Aufnahme einer Bußgeldvorschrift in das EEG denkbar. Dies würde jedoch gemäß §§ 67 ff. OWiG den Rechtsweg

[1029] Gesetz zur Ausführung der Verordnung (EG) Nr. 761/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. März 2001 über die freiwillige Beteiligung von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS) (Umweltauditgesetz – UAG) vom 4. September 2002 (BGBl. I S. 3490), zuletzt geändert durch Gesetz vom 17. März 2008 (BGBl. I S. 399).

zu den Strafgerichten eröffnen, so dass künftig auch deren Auslegung und Anwendung der EEG-Vorschriften berücksichtigt werden müssten.

Weiterhin könnte auch die BNetzA in den Kreis der Veröffentlichungspflichtigen nach § 52 EEG aufgenommen werden. Aufgrund der erheblichen zeitlichen Verzögerung einer Veröffentlichung[1030] wäre aber hierdurch jedenfalls eine unterjährige Überprüfung der Vergütungszahlungen an den Anlagenbetreiber nicht möglich.

Die vorstehend angeführten Ansätze zur Schließung von Missbrauchsmöglichkeiten im Wälzungsmechanismus haben jeweils ihre Vor- und Nachteile. Aus rechtlicher Sicht bestehen jedenfalls keine zwingenden Gründe für oder gegen bestimmte Mechanismen. Mit Blick auf den Verwaltungsaufwand scheint jedenfalls eine Kombination mehrerer Mechanismen sinnvoll. Die genaue Bestimmung muss sich aber letztlich aus fachlichen Kriterien ergeben.

Das eigentliche Instrument zur Bekämpfung von Missbrauch und einer damit einhergehenden Mehrbelastung für den Letztverbraucher stellt § 58 EEG dar (siehe 10.2.9). Es ist jedoch zweifelhaft, ob das darin geregelte Klagerecht von (Verbraucherschutz-)Verbänden geeignet ist, der hier dargestellten Problematik zu begegnen. Angesichts der schieren Anzahl von EE-Anlagen (und Vergütungskategorien) wird eine wirksame, flächendeckende Durchsetzung richtiger Vergütungen wohl kaum erfolgen können. Zwar können Verbände im Einzelfall von ihrem Klagerecht Gebrauch machen, hierbei dürfte aber der fehlende Auskunfts- bzw. Herausgabeanspruch bzgl. aussagekräftiger Unterlagen ein zusätzliches Hemmnis für die Rechtsdurchsetzung darstellen[1031].

10.4.2 Fragen eines Anlagenregisters

Im Rahmen des Themenkomplex „Missbrauchsaufsicht“ im EEG stellt sich auch die Frage, ob ein Gebrauch der Verordnungsermächtigung nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG oder einer fortentwickelten Variante dieser Norm sinnvoll wäre, und ein Anlagenregister einen Beitrag zur Missbrauchsbekämpfung leisten würde.

Ein Anlagenregister nach § 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG würde neben anlagen- und betreiberspezifischen Informationen auch spartenspezifische Informationen hinsichtlich der richtigen Vergütungskategorien aufnehmen können (vgl. 9.3.3). Durch die Erfassung aller für eine Kontrolle erforderlichen Daten in einem zentralen Verzeichnis wird ein höheres Maß an Übersichtlichkeit geschaffen, das einfachere und schnellere Kontrollen

[1030] Bsp.: Die letzten Vorjahresdaten, die bei der BNetzA am 31. Juli eintreffen, sind nach § 48 Abs. 2 Nr. 2 EEG die der ÜNB; bei einem Zeitrahmen von 3 bis 6 Monaten zur Aufbereitung der Daten, würde die Veröffentlichung der Daten durch die BNetzA mit einer zeitlichen Verzögerung von mindestens einem Jahr erfolgen. So erschien etwa auch der von der BNetzA auf freiwilliger Basis verfasste Statistikbericht für das Jahr 2008 im Frühjahr 2010.

[1031] M. Findeisen, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG-Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 58 Rn. 25; S. Tüngler, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 58 Rn. 26.

ermöglicht. Auch die Tatsache, dass das Register öffentlich ausgestaltet werden müsste (§ 64 Abs. 1 S. 1 Nr. 9 EEG), würde die Effektivität der Missbrauchskontrolle unterstützen. Die Öffentlichkeit eines solchen Registers kann präventive Wirkung entfalten, da eine Aufdeckungsgefahr besteht. Die für die Bestimmung des richtigen Vergütungssatzes erforderlichen Kriterien könnten durch Eingabe in eine Maske erfasst und – außer im Fall falscher Angaben – der richtige Vergütungssatz automatisch berechnet werden.

10.4.3 Verbot des Anlagensplittings, § 19 Abs. 1 EEG

Die Fiktion einer einheitlichen Anlage nach § 19 Abs. 1 EEG basiert auf § 3 Abs. 2 Satz 2 EEG 2004 und wurde im Rahmen der Novellierung 2008 tatbestandlich neugefasst. Demgemäß gelten mehrere Anlagen ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, sofern sie sich (1.) auf demselben Grundstück oder in sonst unmittelbarer räumlicher Nähe befinden, (2.) sie Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energiequellen erzeugen, (3.) der in ihnen erzeugte Strom nach den Regelungen des EEG in Abhängigkeit der Leistung vergütet wird und (4.) sie innerhalb von zwölf aufeinander folgenden Kalendermonaten in Betrieb gesetzt worden sind. Gemäß der Gesetzesbegründung dient diese Fiktion der Verhinderung des sog. Anlagensplittings, bei welchem anstelle einer oder mehrerer großer Anlagen, mehrere kleine Anlagen errichtet werden, für die die höheren Vergütungen der unteren Leistungsschwellen verlangt werden[1032]. Gerade in der Sparte Biomasse war das Anlagensplitting eine ökonomisch profitable Option für einen Anlagenbetreiber. Dennoch wurde das Anlagensplitting auch schon vor Einführung des § 19 Abs. 1 EEG und unter Geltung des § 3 Abs. 2 Satz 2 EEG 2004 als rechtsmissbräuchlich und damit rechtswidrig angesehen[1033]. Die tatbestandliche Neufassung brachte inhaltliche Veränderung mit sich und galt rückwirkend, also ohne Berücksichtigung in den Übergangsbestimmungen des § 66 EEG auch für sämtliche Altanlagen. Als Beispiel sei hierfür der Bioenergiepark „Klarsee“ bei Penkun genannt, betrieben von der N. AG, welcher nunmehr als eine einheitliche Anlage unter den Tatbestand des § 19 Abs. 1 EEG fiel und nur noch eine drastisch reduzierte Vergütung erhielt und nicht mehr wirtschaftlich haltbar war. Ein entsprechender Antrag auf Erlass einer einstweiligen Verfügung vor dem Bundesverfassungsgericht (BVerfG) unter Berufung auf Art. 12 Abs. 1, 14 Abs. 1 GG und den verfassungsrechtlichen Grundsatz des Vertrauensschutzes war erfolglos[1034]. Dennoch wurde dem Problem durch den Gesetzgeber abgeholfen. Im Rahmen des sog. Wachstumsbeschleunigungsgesetz[1035] wurde § 66 EEG um einen Absatz

[1032] BT-Drs. 16/8148, S. 50.

[1033] BT-Drs. 16/8148, S. 50; BR-Drs. 418/08 S. 1; BVerfG Beschluss vom 18.02.2009 – 1 BvR 3076/08, Rn. 46; hierzu Anm. T. Schomerus, EurUP 2009, S. 246ff.

[1034] BVerfG Beschluss vom 18.02.2009 – 1 BvR 3076/08.

[1035] BT-Drs. 17/15.

1a erweitert, dessen Satz 1 zufolge Anlagen, die vor dem 01.01.2009 im Rahmen einer modularen Anlage betrieben wurden, abweichend von § 19 Abs. 1 EEG (rückwirkend) als einzelne Anlagen gelten. Die Merkmale einer modularen Anlage werden in § 66 Abs. 1a Satz 2 EEG definiert, so dass die unprofitabel gewordenen Bioenergieparks nunmehr darunter subsumierbar wurden, und rückwirkend wieder die höheren Vergütungssätze der unteren Leistungsschwellen in Anspruch nehmen konnten. Der Vorgang[1036] rund um das Anlagensplitting dürfte aber damit noch nicht beendet sein. Nach wie vor herrscht Unklarheit über die Auslegung der Tatbestandsmerkmale des § 19 Abs. 1 EEG in seiner jetzigen Form. Nach der zweiten Alternative des § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG ist vorbehaltlich der Nrn. 2 bis 4 von einer einheitlichen Anlage auszugehen, wenn mehrere Anlagen sich in sonst unmittelbarer räumlicher Nähe befinden. Der wenig eindeutige Begriff der räumlichen Nähe ist umstritten. So wird vorgeschlagen, bis zu einer Entfernung von 500m von einer solchen auszugehen, wobei durchaus erkannt wird, dass diese Einordnung zu fragwürdigen Ergebnissen im Einzelfall führen kann[1037]. Andere Stimmen plädieren für eine teleologische Auslegung, also im Hinblick auf den Zweck der Vorschrift, namentlich der Unterbindung des die volkswirtschaftlichen Kosten des EEG erhöhenden Anlagensplittings. Einer Empfehlung der Clearingstelle EEG folgend[1038] soll eine räumliche Nähe bzw. eine Umgehung des Verbotes des Anlagensplittings dann widerleglich vermutet werden, wenn sie entweder auf zuvor entlang der Belegenheit der Anlagen parzellierten (geteilten) Grundstücken oder auf aneinander angrenzenden Grundstücken in Betriebe genommen worden sind[1039].

Gemäß § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG ist weiter von einer einheitlichen Anlage auszugehen, sofern sie Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien erzeugen. Der Gesetzgeber bezieht sich hierbei ausdrücklich auf die in § 3 Nr. 3 EEG niedergelegte Legaldefinition der Erneuerbaren Energien[1040]. Unter die Erneuerbaren Energien fällt allerdings nicht Grubengas, weder nach dieser Definition noch nach dem technisch-wissenschaftlichen Sinn des Begriffs. Folglich besteht Streit darüber, ob die Anlagenfiktion des § 19 Abs. 1 EEG bei mehreren Grubengasanlagen überhaupt greift. Man ist sich weitestgehend darüber einig, dass hier ein redaktionelles Versehen des Gesetzgebers vorliegt und dass selbstverständlich auch Grubengasanlagen unter § 19 Abs. 1 EEG fallen sollten[1041]. In der Konsequenz dieser Erkenntnis besteht Uneinigkeit. Einerseits wird für eine erweiternde

[1036] T. Schomerus, NVwZ 2010, S. 549, 552.

[1037] P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 19 Rn. 10ff; F. Ekardt, in: Frenz/ Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2010, § 19 Rn. 12.

[1038] Clearingstelle EEG, Empfehlung vom 14.04.2009 – 2009/49 S. 2f.

[1039] F. Ekardt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 1. Aufl. 2010, § 19 Rn. 13; letztlich auch für eine teleologische Ausrichtung unter Würdigung des konkreten Einzelfalls J. Reshöft, in: ders. (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 19 Rn. 23ff.

[1040] BT- Drs. 16/8148 S. 51.

[1041] P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 19 Rn. 15; F. Ekardt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 1. Aufl. 2010, § 19 Rn. 14; J. Reshöft, in: ders. (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 19 Rn. 29.

Auslegung plädiert, nach welcher Grubengas unter § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG falle[1042]. Andererseits wird gesagt, dass eine solche Auslegung den Wortlaut der Norm unzulässig überdehne[1043]. Eine gesetzgeberische Klarstellung würde diesen Streit beenden.

Diese Unklarheiten in Bezug auf die Regelung des Verbotes des Anlagensplittings (und die korrekte Auslegung des § 19 Abs. 1 EEG) bergen ein Potential sowohl für Rechtsunsicherheit bei Anlagenbetreibern und Investoren und Banken als auch für etwaigen Missbrauch bei der Vergütungsinanspruchnahme. Hierzu sei nochmals auf die Stellungnahme der BNetzA hinzuweisen, sie könne ohnehin – angesichts der schieren Menge an Vergütungskategorien, der Zahl der Anlagen- und Netzbetreiber – kapazitätsbedingt keine umfassende Überwachung der korrekten Vergütungskategorisierung durch den Netzbetreiber vornehmen.

10.4.4 Einführung einer staatlichen EEG-Zulassung

Ein weiterer Eckpunkt im Rahmen der Bekämpfung von Missbrauch im EEG könnte die Einführung einer staatlichen EEG-Zulassung für EE-Anlagen nach dem Vorbild von § 6 KWKG[1044] sein. Hierfür spräche eine verbesserte staatliche Kontrolle über Bestand und Ausbau der EE-Anlagen. Bei einem entsprechenden Zulassungserfordernis würde eine effektive bundesweite Erfassung der festgelegten Daten gewährleistet werden[1045]. Auch könnte hierdurch dem oben unter 10.4.1 genannten Problem der falschen Vergütungskategorisierung auf der ersten Stufe bereits effektiv begegnet werden, da der entsprechende Zulassungsakt auch eine Feststellungswirkung hinsichtlich der richtigen Vergütungsklasse mit umfassen könnte. So könnte mit Mitteln des Verwaltungsrechts die Frage der genauen Vergütung durch eine nach bundeseinheitlichen Maßstäben bewertenden Behörde geklärt werden[1046].

Es lassen sich aber auch gewichtige Gesichtspunkte gegen die Schaffung einer EEG-Zulassung vorbringen. Diese wäre zunächst mit einem erheblichen Personalaufwand verbunden. Zumindest auf Bundesebene scheint bislang keine Behörde in der Lage zu sein, dem damit verbundenen Verwaltungsaufwand zu begegnen. Auch würde keine der drei im Geschäftsbereich des BMU existierenden Bundesbehörden (UBA, BfN, BfS) aufgrund ihrer bisher originär thematischen Ausrichtung einer solchen Tätigkeit entsprechen.

[1042] J. Reshöft, in: ders. (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl. 2009, § 19 Rn. 29; unklar aber wohl auch: F. Ekardt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 1. Aufl. 2010, § 19 Rn. 14.

[1043] P. Salje, EEG Kommentar, 5. Aufl. 2009, § 19 Rn. 15.

[1044] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG 2002) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Gesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).

[1045] Vgl. für das KWKG BT-Drs. 14/7024, S. 15.

[1046] Vgl. für das KWKG BT-Drs. 14/7024, S. 15.

Unabhängig von der Frage der behördlichen Zuständigkeit müssen bei der Einführung einer staatlichen Zulassung von EE-Anlagen auch die Vielzahl der Anlagen und die mögliche Schaffung einer weiteren Hürde für Anlagenbetreiber (neben den schon existierenden diversen öffentlich-rechtlichen Zulassungsregimen wie dem Immissionsschutzrecht, Baurecht oder Wasserrecht) berücksichtigt werden.

10.5 Übersicht der Handlungsempfehlungen

BBH, FUER: Der Prüfungsauftrag für die einzelnen Aufgaben der Umweltgutachter im EEG sollte konkretisiert werden. Dadurch kann gewährleistet werden, dass die Prüfung der Umweltgutachter auf einer einheitlichen und vergleichbaren Basis erfolgt (siehe 10.2.4.2).

FUER: Es sollte geprüft werden, ob Möglichkeiten bestehen, die Durchsetzung des Klagerechts gemäß § 58 EEG zu verbessern (siehe 10.2.9).

FUER: Sofern das Grünstromprivileg beibehalten wird (siehe hierzu 1.3.4) sollte geprüft werden, ob im Rahmen des § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG weitere Kontrollmaßnahmen hinsichtlich der berechtigten Inanspruchnahme (Erfüllung der Quote) ergriffen werden sollten. In Betracht kämen vermehrte Datenveröffentlichungspflichten für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (siehe 10.3.1.2).

FUER: Die Einrichtung einer eigenen Behörde für Missbrauchsfälle erscheint nicht zweckmäßig (siehe 10.3.4).

FUER: Die Überwachungsaufgabe der BNetzA nach § 61 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG sollte deutlicher als Aufgabe formuliert werden, die zweite bis vierte Stufe des bundesweiten Ausgleichs (§§ 35 bis 39) zu überwachen (siehe 10.4.1 und 8.1.2.3.1).

> Vorschlag für § 61 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 n.F.:
> *„Die Bundesnetzagentur hat die Aufgabe, zu überwachen, dass (Nr. 1) die Vorgaben der §§ 35 bis 39 eingehalten werden.*

FUER, BBH: Es sollte geprüft werden, wie auf der ersten Stufe des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vermehrt Kontrollmechanismen eingerichtet werden können (siehe 10.4.1 und 8.1.2.3.1).

11 AP 11 Vereinfachung des EEG (BBH, FUER)

11.1 Verringerung der Komplexität des EEG (BBH, FUER)

Das EEG hat in den vergangenen Jahren erheblich an Komplexität gewonnen. Dies zeigt sich exemplarisch an der Anzahl der Paragraphen, die von 11 Paragraphen im EEG 2000 auf 66 Paragraphen (mit fünf Anlagen) im EEG 2009 gewachsen ist. Neben den Regelungen im EEG selbst besteht mittlerweile außerdem eine Reihe von Verordnungen, die auf Grundlage des EEG erlassen wurden und der Konkretisierung des EEG dienen. Auch wenn unbestritten allein die Anzahl der Paragraphen kein ausreichendes Kriterium für die Bestimmung der Komplexität ist, ist insgesamt freilich nicht zu bestreiten, dass die Komplexität des EEG erheblich zugenommen hat.

Die Komplexität des EEG wird vielfach kritisiert. Diese Kritik ist insofern berechtigt, als zu komplexe Rechtsnormen die Abwicklung des EEG erschweren, was zu höheren Transaktionskosten bei Anlagenbetreibern und Netzbetreibern führt. Andererseits ist auch zu berücksichtigen, dass eine gewisse Komplexität der Normen sinnvoll und erforderlich ist, um die von den Normen des EEG angestrebte Steuerungswirkung zu erreichen. Zu einfache und damit vereinfachende Regelungen können die tatsächlich bestehende Komplexität der Sachverhalte viel weniger berücksichtigen und bergen damit die Gefahr, dass Mitnahmeeffekte für einzelne Anlagenbetreiber oder aber Unterförderungen für andere Anlagenbetreiber entstehen können. Um einen optimalen Steuerungseffekt zu erreichen, ist also eine gewisse Komplexität der Regelungen unausweichlich. Wenn man zudem den enormen Zuwachs der durch das EEG geregelten Sachverhalte seit Entstehung des EEG im Jahr 2000 berücksichtigt, ist eine steigende Komplexität der Regelungen selbstverständlich und sicherlich auch notwendig.

Vor diesem Hintergrund sollte eine Vereinfachung des EEG zwar nach wie vor als wichtiges Ziel unbedingt angestrebt werden. Gleichzeitig sollte aber berücksichtigt werden, dass die Vereinfachung der Normen nicht zu einer Beschränkung der notwendigen Steuerungsmöglichkeiten des Gesetzgebers führt.

Im Folgenden sollen über die in diesem Bericht in den relevanten Bereichen erwähnten Punkte hinaus einzelne Bereiche ohne Anspruch auf Vollständigkeit genannt werden, in denen eine Vereinfachung der Regelungen des EEG möglich und sinnvoll erscheint.

- Es besteht nach wie vor eine Reihe rechtlicher Unsicherheiten bei der Auslegung des Anlagenbegriffs. Dies gilt sowohl für die Auslegung des

Anlagenbegriffs nach § 3 Nr. 1 EEG[1047] und nach § 19 EEG[1048] als auch für das Verhältnis der beiden Anlagenbegriffe zueinander. Problematisch ist außerdem die Anwendung des Anlagenbegriffs in § 6 Nr. 1 EEG[1049] und in § 33 Abs. 2 EEG. In diesen Fällen erscheint insbesondere für PV-Anlagen eine Auslegung vertretbar, bei der bei PV-Installationen das PV-Modul als Anlage gilt, was jedoch dem Gesetzeszweck dieser Regelungen nicht gerecht wird. Die Bestimmung des Anlagenbegriffs sollte vereinfacht und vereinheitlicht werden, um die Rechtsunsicherheiten in diesem Bereich zu reduzieren. Bei der Bestimmung des Anlagenbegriffs sollte der Zweck des Begriffs im jeweiligen Kontext berücksichtigt werden. Dabei sollten auch die Besonderheiten des Anlagenbegriffs im Biogasabtausch, bei der Gaserzeugung und Stromerzeugung an unterschiedlichen Orten stattfinden, berücksichtigt werden.

  - Die FUER teilt zwar die Beobachtung einer rechtlichen Unsicherheit. Es bestehen über die genannten Fälle eine Reihe weiterer Anwendungsprobleme des Anlagenbegriffs. Gleichwohl wird tendenziell davon abgeraten, den Anlagenbegriff zu verändern. Dies würde mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht zu einer Vereinfachung führen, da zunächst mit neuen Auslegungs- und Abgrenzungsschwierigkeiten zu rechnen wäre. Vielmehr wird dafür plädiert, den Anlagenbegriff möglichst unverändert zu belassen, auch um die Herausbildung einer tragfähigen Rechtsprechung der Obergerichte bzw. des BGH zu ermöglichen. Wenn sich für konkrete Konstellationen eine gesetzliche Klärung als sachgerecht herausstellen sollte, sollte zunächst immer geprüft werden, ob auch in einem solchen Fall die Regelungen in § 3 Nr. 1 und § 19 unverändert belassen bleiben können und stattdessen eine Änderung nur im Kontext der konkreten Vergütungsvorschrift erfolgen kann („abweichend von § 3 Nr. 1 ist Anlage ….“).

- Neben dem Begriff der Anlage verwendet das Gesetz in § 3 Nr. 4 EEG noch den Begriff des Generators. Dies führt zu einer zusätzlichen Komplexität bei der Anwendung des Anlagenbegriffs. Es sollte geprüft werden, inwieweit dieser Begriff zusätzlich neben dem Anlagenbegriff erforderlich ist oder gegebenenfalls gestrichen werden könnte.

  Anm. FUER: S. o. Anm. zum Anlagenbegriff

- Der Inbetriebnahmebegriff wird zum Einen in § 3 Nr. 5 EEG definiert. Zum Anderen enthält das Gesetz einen Bezug auf die Inbetriebnahme in § 21 Abs. 2 EEG. Das Verhältnis der beiden Normen ist nicht völlig eindeutig. Im Sinne einer Vereinfachung des Gesetzes erscheint es sinnvoll, einen einzigen Inbetriebnahmebegriff zu verwenden. Dieser Inbetriebnahmebegriff sollte sowohl für den Beginn der Vergütungsdauer (§ 21 EEG) als auch für die Ermittlung der Degression (§ 20 EEG) gelten.

[1047] Siehe dazu auch EEG-Clearingstelle, Empfehlung Nr. 2009/12 vom 01.07.2010.

[1048] Siehe dazu EEG-Clearingstelle, Empfehlung Nr. 2008/49 vom 14.04.2009.

[1049] Siehe dazu EEG-Clearingstelle, Hinweis Nr. 2009/14 vom 23.09.2010

Anm. FUER: S. o. Anm. zum Anlagenbegriff

- Die Regelungen zum Netzanschluss in § 5 EEG könnten vereinfacht werden. Dabei sollte zum Ersten das Verhältnis der Regelung zum gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt in § 5 Abs. 1 EEG zu den Regelungen in § 5 Abs. 2 und 3 EEG klargestellt werden. Unseres Erachtens könnten die Regelungen in § 5 Abs. 2 und 3 EEG für eine Vereinfachung des Gesetzes gestrichen werden, da die in der Rechtsprechung entwickelten Grundsätze für die Bestimmung des gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt in § 5 Abs. 1 EEG für eine hinreichende Rechtssicherheit sorgen. Jedenfalls müsste im Hinblick auf § 5 Abs. 2 EEG die bestehende Rechtsunsicherheit im Hinblick auf das Verhältnis zu Abs. 1 geklärt werden. Zum Zweiten sollte für die Regelung in Absatz 1 eindeutig klargestellt werden, dass ein anderer technisch und wirtschaftlich günstigerer Verknüpfungspunkt auch im selben Netz bestehen kann. Dies hat der BGH zwar zu dem insoweit vergleichbaren Wortlaut im EEG 2004 bereits entschieden,[1050] wird aber nunmehr durch unterinstanzliche Gerichte teilweise anders bewertet.[1051] Eine Berücksichtigung von anderen Netzverknüpfungspunkten im selben Netz ist volkswirtschaftlich sinnvoll, um zusätzliche Kosten aus dem Netzanschluss von EEG-Anlagen zu vermeiden. Sollte sich hingegen die Auffassung der unterinstanzlichen Gerichte durchsetzen, dass bei verschiedenen Netzverknüpfungspunkten in einem Netz immer der Netzverknüpfungspunkt in kürzester Entfernung der gesetzliche Verknüpfungspunkt wäre, könnte dies erhebliche Zusatzkosten für die Netzbetreiber beim Netzausbau und damit eine Erhöhung der Netzentgekte zur Folge haben. Zudem würde die Steuerungswirkung des § 5 EEG entfallen, wonach Anlagenbetreiber ihre Anlage an netztechnisch sinnvollen Punkten anschließen und installieren.
  - Nach Auffassung der FUER sind die zu § 5 vorgeschlagenen Änderungen keine Vereinfachungen i.S. einer Beibehaltung des bisherigen materiellen Regelungsgehaltes mit einer einfacheren Regelungsstruktur, sondern vielmehr Änderungen in der Sache. Die Frage ist daher nicht in erster Linie Gegenstand dieses Arbeitspakets oder dieses Forschungsvorhabens, sondern sachgerechterweise in Vorhaben III zu untersuchen. Die Festlegung, dass auch in demselben Netz ein wirtschaftlich günstigerer Verknüpfungspunkt möglich sein kann, ist trotz der Behauptung, dass der Wortlaut des EEG 2004 insoweit vergleichbar sei, eine Änderung gegenüber dem status quo und dürfte gerade nicht zur Vereinfachung der Gesetzesanwendung führen. Die Feststellung des Verknüpfungspunktes mittels einer Bestimmung anhand der „in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage“ ist sicherlich unter Vereinfachungsgesichtspunkten nur noch schwer zu optimieren. Gerade für Anlagenbetreiber kann die Begründung, ein anderer Verknüpfungspunkt sei wirtschaft-

[1050] BGH, Urt. v. 18.7.2007 – VIII ZR 288/05, NJW-RR 2007, 1645 ff.

[1051] LG Arnsberg, Urt. v. 6.5.2010 – 4 O 434/09 = IR 2010, 203; LG Duisburg, Urt. v. 6.8.2010, Az. 2 O 310/09

lich oder technisch geeigneter, bei einem verweigerten Anlagenanschluss an einem bestimmten Netzpunkt nur schwer zu kontrollieren sein. Soweit keine anderen Gründe als die hier vorgetragenen vermeindlichen Vereinfachungsgründe für eine Neufassung sprechen, plädiert die FUER nachdrücklich – wie bereits oben zum Anlagen-, Generator- und Inbetriebnahmebegriff – für eine Beibehaltung der derzeitigen Gesetzeslage.

- BBH teilt die rechtliche Einschätzung der FUER nicht, dass mit dem § 5 EEG 2009 das Konzept zur Bestimmung des gesetzlichen Netzverknüpfungspunktes geändert werden sollte. Vielmehr bestimmt sich der Punkt weiterhin nach dem Grundsatz, dass Anlagen dort angeschlossen werden müssen, wo die Integration die geringsten volkswirtschaftlichen Kosten verursacht. Dabei spielt weiterhin keine Rolle, ob der volkswirtschaftlich günstigste Punkt im selben oder in einem anderen Netz gelegen ist.

- § 10 Abs. 1 EEG könnte gestrichen werden, da die Vorschrift lediglich deklaratorisch einen zivilrechtlich ohnehin bestehenden Anspruch enthält.
- Die Systematik der Regelungen in §§ 11, 12 EEG, insbesondere das Verhältnis zu den Abregelungsnormen in § 13, 14 EnWG sollte gesetzlich eindeutig geregelt und dabei der nach Art. 16 Abs. 2 lit. c der Richtlinie 2009/28/EG europarechtlich geforderte Vorrang der Erneuerbaren Energien eingehalten werden. Bestehende rechtliche Unsicherheiten über die Reihenfolge der Abschaltungen der verschiedenen Anlagen sollten geklärt werden, wobei auch die Besonderheiten der Anlagen, deren Stromerzeugung von den meterologischen Gegebenheiten abhängig ist und bei denen in Folge einer Abregelung ein endgültiger Verlust dieser Energiepotenziale einträte sowie der Anlagen, die Wärme bereit stellen, berücksichtigt werden sollten. Bei Anlagen, die Wärmebereitstellen sollte dabei eine Umstellung auf einen stromgeführten Betrieb und die Möglichkeit zur Nutzung von ergänzenden elektrischen Heizsystemen in die Prüfung mit einbezogen werden.
- Die Regelung in § 21 Abs.1 EEG kann wohl gestrichen werden, da der Regelungsgehalt über den Zeitpunkt der erstmaligen Auszahlung der Vergütung im Zeitpunkt der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bereits unmittelbar aus § 16 Abs. 1 EEG folgt. Es sollte überlegt werden, die Regelung zum Beginn der Vergütungsdauer in § 21 EEG generell zu vereinfachen, indem auf den ggfs. anders definierten Zeitpunkt der Inbetriebnahme abgestellt wird.

  Zur Auffassung der FUER im Hinblick auf die Änderung der Inbetriebnahmedefinition s. bereits oben.

- Das Vergütungssystem für Biomasse sollte vereinfacht werden. Die Anzahl der Boni und die Komplexität der Voraussetzungen sollte reduziert werden. Dies gilt insbesondere für den Nawaro-Bonus und die darauf beruhenden Boni für Landschaftspflege und Gülle. Beim KWK-Bonus könnten der Inhalt von Positivliste und Negativliste vereinfacht

werden. Beim Technologie-Bonus wäre zu prüfen, ob neue Technologien aufgenommen werden sollten und andere gestrichen werden könnten.

- Die Regelungen zum Ausgleichsmechanismus, die aktuell in EEG und AusglMechV enthalten sind, sollten in konsolidierter Fassung in das EEG überführt werden. Dabei sollten die durch die Umstellung des Ausgleichsmechanismus irrelevanten Regelungen im EEG, die sich auf die physische Wälzung beziehen, gestrichen werden. Dies gilt auch für die Regelungen zu den Differenzkosten in den §§ 53, 54 EEG, die durch die entsprechende Norm in § 8 Abs. 1 AusglMechV ersetzt werden können.
- Für die Verordnungsermächtigungen in § 64 EEG wäre im Einzelnen zu prüfen, ob einzelne Ermächtigungen gestrichen werden können, die bislang nicht genutzt wurden und für deren Umsetzung sich kein Bedürfnis gezeigt hat.
- Die Übergangsvorschrift sollte möglichst einfacher als der bestehende § 66 EEG gestaltet sein. Insbesondere sollte auf ausführliche Sonderregelungen wie in etwa § 66 Abs. 1 Nr. 5 EEG verzichtet werden.
- Die insgesamt unübersichtlichen Regelungen zur Geltung der SDLWindV, die sich sowohl im EEG als auch in der SDLWindV befinden, könnten zusammengefasst und vereinfacht werden.

11.2 Allgemeine rechtliche Fragestellungen zur Anpassung des EEG (BBH)

11.2.1 Auslegung des Begriffs Generator

Es können sich Unklarheiten im Hinblick auf den Begriff des Generators aus der Anwendung des Begriffs in anderen Vorschriften bzw. dem Verhältnis zu anderen Vorschriften ergeben. Wichtigstes Problem ist dabei die Frage der Inbetriebnahme von Anlage und Generator im Zusammenhang mit der Vergütungsdauer und der Vergütungshöhe. Diese Probleme treten fast ausschließlich bei Biomasseanlagen auf.

11.2.1.1 Inbetriebnahme von Anlage und Generator in § 3 Nr. 5 EEG

Fraglich ist das Verhältnis von Anlage und Generator beim Begriff der Inbetriebnahme in § 3 Nr. 5 EEG. Danach ist Inbetriebnahme die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft, unabhängig davon, ob der Generator der Anlage mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde. Der Begriff der Inbetriebnahme in § 3 Nr. 5 EEG bezieht sich damit grundsätzlich auf die Anlage, verweist aber auch auf den Generator. Aus diesem Grund können sich Unklarheiten im Hinblick auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme ergeben.

Zum Ersten ist fraglich, ob es bei einem Auseinanderfallen der Inbetriebnahme von Generator und Anlage auf den Inbetriebnahmezeitpunkt des Generators oder den Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage ankommt. Die Zeitpunkte können etwa auseinander fallen, wenn bei Neuerrichtung einer neuen Biomasseanlage ein altes BHKW bzw. ein alter Generator verwendet wird oder wenn in einer Anlage der Generator ausgetauscht wird.[1052]

Zum Zweiten ist fraglich, ob die Inbetriebnahme einer Anlage erst dann vorliegen kann, wenn die Anlage Erneuerbare Energien einsetzt oder jedenfalls einsetzen kann. Diese Frage stellt sich insbesondere bei der Umstellung von BHKW von fossilen auf erneuerbare Energieträger.[1053] § 3 Nr. 5 EEG stellt zwar eindeutig darauf ab, dass es nicht auf den erstmaligen Einsatz Erneuerbarer Energien ankommt, was wohl auch gesetzgeberische Intention war. Allerdings wird teilweise vertreten, dass eine Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG erst ab dem Zeitpunkt vorliegt, ab dem Erneuerbare Energien eingesetzt werden, weil der Einsatz Erneuerbarer Energien Definitionsmerkmal einer Anlage im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG sei.

Zum Dritten ist fraglich, ob die Inbetriebnahme der Anlage erst dann vorliegen kann, wenn alle Anlagenkomponenten in Betrieb gehen. Da nach der Gesetzesbegründung zu § 3 Nr. 1 EEG nunmehr ein weiter Anlagenbegriff gilt, kann dies zur Folge haben, dass der Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage erheblich nach der Inbetriebnahme des Generators liegt. So würde etwa eine Biomasseanlage erst in Betrieb gehen, wenn sowohl BHKW als auch Fermenter in Betrieb gehen. Auf den Inbetriebnahmezeitpunkt des möglicherweise älteren Generators würde es dann nicht ankommen.

Um Unsicherheiten beim Inbetriebnahmezeitpunkt zu beseitigen und Argumente für eine vom Gesetzgeber nicht erwünschte Verschiebung des Inbetriebnahmezeitpunkts nach hinten zu beseitigen, wird vorgeschlagen, für die Inbetriebnahme generell auf die Inbetriebnahme des Generators abzustellen. Um eine missbräuchliche Verschiebung des Inbetriebnahmezeitpunkts durch einen Austausch des Generators zu vermeiden, sollte die aktuell in § 21 Abs. 3 EEG für die Vergütungsdauer geltende Regelung in § 3 Nr. 5 EEG übernommen werden.

Für § 3 Nr. 5 EEG wird folgende Regelung vorgeschlagen:

[1052] Der Einsatz eines neuen Generators könnte in Anwendung des Rechtsgedankens aus § 21 EEG wohl unerheblich sein. Beim Einsatz eines älteren Generators erscheint eine nachträgliche Rückverschiebung des Inbetriebnahmezeitpunkts nach dem Wortlaut zwar möglich, aber eher paradox.

[1053] Bei im Gasabtausch betriebenen Biogasanlagen findet in der Regel eine einfache Umstellung statt; die Anlage war also von Anfang an zum Einsatz Erneuerbarer Energien in der Lage. Bei Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, können hingegen technische Umrüstungen erforderlich sein, so dass die Anlage erst ab der Umrüstung Erneuerbare Energien einsetzen kann.

„5. Inbetriebnahme[1054]: Erstmalige Inbetriebsetzung des Generators[1055] nach Herstellung seiner technischen Betriebsbereitschaft, unabhängig davon, ob er mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde. Der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Inbetriebnahmezeitpunkts."

11.2.1.2 Inbetriebnahme des Generators in § 21 EEG

Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass sich die *Vergütungshöhe*, also die Degression der Vergütungssätze und die Anwendbarkeit der Vergütungsvorschriften des EEG 2009 nach der Übergangsvorschrift in § 66 EEG, grundsätzlich nach dem Inbetriebnahmezeitpunkt der *Anlage* richten. Demgegenüber kommt es für die *Vergütungsdauer* gemäß § 21 EEG auf die Inbetriebnahme des *Generators* an. Nach dem EEG 2004 kam es jeweils nur auf die Inbetriebnahme der Anlage an.

Um im Einzelfall widersprüchliche Ergebnisse zu vermeiden und das Gesetz zu vereinfachen, erscheint es daher zweckmäßig, für Vergütungshöhe und Vergütungsdauer explizit nur auf einen Begriff abzustellen. Es wird daher vorgeschlagen, in § 21 EEG einen eindeutigen Bezug auf die Inbetriebnahme in § 3 Nr. 5 EEG herzustellen. Da in der Gesetzesbegründung zu § 21 EEG bereits jetzt auf die Inbetriebnahme der Anlage Bezug genommen wird, kann diese Änderung als Klarstellung dargestellt werden.

Für § 21 EEG wird daher insgesamt folgende Regelung vorgeschlagen:

Abs. 1 könnte gestrichen werden, da der Regelungsgehalt der Norm bereits in § 16 Abs. 1 enthalten ist.[1056]

In Abs. 2 könnte Satz 3 wie folgt geändert werden: „Beginn der Frist nach Satz 1 oder 2 ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme nach § 3 Nummer 5, soweit sich aus den nachfolgenden Vorschriften nichts anderes ergibt."

Abs. 3 könnte gestrichen werden, wenn die Regelung, wie vorgeschlagen, in dem geänderten § 3 Nr. 5 EEG aufgeht.

1054 Es wird wie auch im jetzigen § 3 Nr. 5 EEG nicht die „Inbetriebnahme der Anlage, sondern lediglich die Inbetriebnahme definiert, wobei sich die Definition offensichtlich auf die Anlage bezieht. Ein Bezug zur Anlage wird auch deshalb vermeiden, weil ansonsten wieder die Argumentation eröffnet ist, dass eine Inbetriebnahme erst mit dem erstmaligen Einsatz Erneuerbarer Energien vorliegt, da erst in diesem Zeitpunkt eine „Anlage" vorliegt.

1055 Hier könnte man noch den Zusatz „der Anlage" einfügen. Dies kann aber aus den unter Fn. 1054 genannten Argumenten problematisch sein.

1056 Siehe Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts, Vorhaben IV, 3. Zwischenbericht (Oktober 2010), S. 492.

11.2.2 Streichung oder Anpassung des § 7 Abs. 1 EEG

11.2.2.1 Fragestellung

§ 7 Abs. 1 EEG 2009 diente ursprünglich dazu, im Anwendungsbereich des EEG das Messwesen zu liberalisieren. So konnten bei der Einspeisung aus einer EEG-Anlage dritte Messstellenbetreiber den Messstellenbetrieb und die Messung (im Folgenden stets zusammenfassend: Messstellenbetrieb) durchführen. Nachdem das Messwesen mit der Novellierung von § 21b EnWG im Jahr 2008 vollständig liberalisiert wurde, stellt sich die Frage, ob § 7 Abs. 1 EEG 2009 angepasst oder gestrichen werden kann.

11.2.2.2 Aktuelle Rechtslage: Geltung des § 7 Abs. 1 EEG

11.2.2.2.1 Vorgaben des § 7 Abs. 1 EEG

Gemäß § 7 Abs. 1 EEG ist der Anlagenbetreiber berechtigt, die Messung entweder vom Netzbetreiber oder einer „fachkundigen dritten Person“ durchführen zu lassen. Der Netzbetreiber hat somit keine Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb. Vielmehr kann der Anlagenbetreiber entscheiden, wer den Messstellenbetrieb vornehmen soll. Nach allgemeiner Meinung kann der Anlagenbetreiber den Messstellenbetrieb auch selbst durchführen, solange er fachkundig ist.[1057] Da der Begriff der Fachkundigkeit nicht legaldefiniert wird, kann in der Praxis fraglich sein, welche Voraussetzungen dafür gelten einzuhalten sind. Allerdings hat die Clearingstelle EEG in ihrer Empfehlung vom 29.12.2009 den unbestimmten Rechtsbegriff mit sachgerechten Kriterien ausgefüllt.[1058]

Der Messstellenbetreiber ist nach § 7 EEG 2009 wohl nicht zum Abschluss eines Vertrags mit dem Netzbetreiber gezwungen.[1059] Denn bei einer dahingehenden Pflicht des Messstellenbetreibers könnte der Netzbetreiber seine gesetzlichen Pflichten vom Abschluss eines Vertrags abhängig machen. Dies widerspräche § 4 Abs. 1 EEG 2009.[1060] Die Pflichten des Messstellenbetreibers werden auch nicht durch Gesetz, Verordnung oder Verwaltungsakt differenziert normiert. Auch das Merkmal der Fachkunde vermag keine Handlungspflichten zu normieren. Daher sind eine Reihe von Abwicklungsmechanismen, insbesondere der Datenaustausch zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber, nicht verbindlich geregelt.

[1057] Clearingstelle EEG, Empfehlung vom 29.12.2009, Az. 2008/20, Rn. 132; Altrock/Sösemann, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG-Kommentar, 3. A., im Erscheinen, § 7 Rn. 6.

[1058] Clearingstelle EEG, Empfehlung vom 29.12.2009, Az. 2008/20, Rn. 135 ff.

[1059] Clearingstelle EEG, Empfehlung vom 29.12.2009, Az. 2008/20, Tenorziffer 15.

[1060] Clearingstelle EEG, Empfehlung vom 29.12.2009, Az. 2008/20, Rn. 154

11.2.2.2.2 Geltung des § 21b EnWG

Fraglich ist jedoch, ob § 21b EnWG neben den Vorgaben des § 7 Abs. 1 EEG gilt und damit die Vorgaben zum Messwesen nach dem EnWG auch auf EEG-Anlagen Anwendung finden.

11.2.2.2.2.1 Inhalt von § 21b EnWG

Mit der EnWG-Novelle 2008 wurde der Messstellenbetrieb im allgemeinen Energiewirtschaftsrecht vollständig liberalisiert. Demnach ist der Netzbetreiber zwar grundzuständig für den Messstellenbetrieb. Der Anschlussnutzer kann aber aufgrund einer gesetzlich ausgestalteten Wechselwunscherklärung den Messstellenbetrieb von einem dritten Messstellenbetreiber durchführen lassen. Dieser Dritte kann auch der Anlagenbetreiber sein, wenn er die gesetzlichen Voraussetzungen für den Messstellenbetrieb erfüllt. Verpflichtend ist jedenfalls aber der Abschluss eines Messstellenvertrags[1061] zwischen Drittem und Netzbetreiber.

Die Voraussetzungen des § 21b EnWG werden detailliert ausgestaltet durch die Messzugangsverordnung und verschiedene Festlegungen der Bundesnetzagentur, insbesondere den Beschluss vom 09.09.2010, Az. BK6-09-034. Darin hat die Bundesnetzagentur die „Wechselprozesse im Messwesen“ (WiM) geregelt. Außerdem hat die BNetzA darin Standard-Messrahmenverträge zwischen Messstellenbetreiber und Netzbetreiber vorgegeben,[1062] die nicht verändert werden dürfen.[1063] Diese Verträge sind aus unserer Sicht ausgewogen und bedeuten keine Benachteiligung des Messstellenbetreibers. Die Netzbetreiber dürfen allerdings darüber hinaus noch technische Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität festlegen. Diese Anforderungen müssen für das Netzgebiet einheitlich und sachlich gerechtfertigt sein und sie stehen unter Aufsicht der BNetzA.

11.2.2.2.2.2 Anwendbarkeit des § 21b EnWG auf Einspeisungen

Fraglich ist jedoch, ob § 21b EnWG überhaupt auf die Einspeisung von Strom in das Netz – wie bei der Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen – Anwendung findet oder nur für den Bezug von Strom durch Letztverbraucher gilt.

Für eine Anwendbarkeit des § 21b EnWG auf Einspeisungen spricht, dass der Wortlaut des § 21b EnWG an sich nicht eingeschränkt ist. Es wird auf die „gelieferte Energie“ abgestellt. Dies kann sowohl an den Endkunden gelieferte Energie, als auch vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber oder einen Dritten gelieferte Energie umfassen. Außerdem ist § 21b EnWG im Abschnitt „Netzzugang des EnWG“ verortet. Der Netzzugang ist

[1061] Wenn nur die Messdienstleistung von einem Dritten durchgeführt werden soll, wird ein Messvertrag abgeschlossen.

[1062] Rechtsgrundlage für den Entwurf dieser Verträge ist 13 Nr. 2 MessZV.

[1063] Die Verträge finden sich als Anlage 3 und 4 zum Beschluss BK6-09-034 der BNetzA.

„jedermann“ und damit auch Erzeugern zu gewähren.[1064] Gegen[1065] eine Anwendung von § 21b EnWG für Einspeisesituationen spricht, dass die Vorschrift soweit ersichtlich bisher noch nicht vom Gesetzgeber, Verordnungsgeber oder einer ausführenden Behörde im Kontext einer Einspeisesituation angewendet wurde. Außerdem spricht § 21b EnWG von der Freiheit des *Anschlussnutzers*, den Messstellenbetrieb einem Dritten zu übertragen. Anschlussnutzer ist gem. § 1 Abs. 3 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) nur ein Letztverbraucher. Ein Einspeiser kann, muss allerdings kein Letztverbraucher sein. § 1 Abs. 3 NAV vermag es aber nicht, den § 21b EnWG zwingend einzuschränken, weil die Verordnung den Begriff „Anschlussnutzer“ nur für ihren Anwendungsbereich definieren soll.

Im Ergebnis bleibt somit festzuhalten, dass § 21b EnWG zwar den Messstellenbetrieb durch Dritte differenziert regelt. Die Anwendbarkeit des § 21b EnWG für Einspeisesituationen ist aber streitig.

11.2.2.2.2.3 Vorrang von § 7 EEG gegenüber § 21b EnWG

Selbst wenn man davon ausgeht, dass § 21b EnWG auf Einspeisungen Anwendung finden sollte, wäre jedoch fraglich, ob die Norm unter Geltung des § 7 Abs. 1 EEG auf Einspeisungen aus EEG-Anlagen anzuwenden wäre.

Die Clearingstelle geht davon aus, dass § 7 EEG in einem Spezialitätsverhältnis zu § 21b EnWG (und damit auch zur MessZV und den entsprechenden Verwaltungsakten der BNetzA) steht.[1066] Entsprechend § 2 Abs. 2 EnWG, wonach Regelungen des EEG unberührt bleiben, sind die Regelungen des EEG gegenüber denen des EnWG spezieller. Da § 7 Abs. 1 EEG 2009 Regelungen zum Messstellenbetrieb durch Dritte aufstellt, werden die Regelungen des EnWG verdrängt. Es bliebe lediglich die analoge Anwendung des § 21b EnWG. Dafür müsste eine planwidrige Regelungslücke vorliegen. Jedenfalls ist hier nicht von einer planwidrig unvollkommenen Regelung auszugehen. Denn der Gesetzgeber hat in Kenntnis des novellierten § 21b EnWG den § 13 Abs. 1 S. 4 EEG 2004 in weitgehend unveränderter Fassung in § 7 Abs. 1 EEG 2009 übernommen. Es liegt daher nahe, dass der Gesetzgeber mit § 7 Abs. 1 EEG eine Sonderregelung treffen wollte.[1067] Für eine Analogie ist daher kein Raum.

Unabhängig von der Frage, ob § 21b EnWG auf Einspeisesituationen anwendbar ist, ist demnach wohl davon auszugehen, dass die Vorschriften des EnWG zur Liberalisierung des Messwesens im Anwendungsbereich des EEG grundsätzlich keine Anwendung finden.

[1064] Böhnel, in: Säcker (Hg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. A. § 21b, Rn. 16.

[1065] Ohne Begründung: Rauch, in: ZNER 2009, S. 20.

[1066] Clearingstelle EEG, Empfehlung v. 28.12.2009, Az. 2008/20, Rn. 65 ff.

[1067] Clearingstelle EEG, Empfehlung v. 28.12.2009, Az. 2008/20, Rn. 68.

Die Clearingstelle EEG sieht das Spezialitätsverhältnis allerdings in dem Fall eingeschränkt, in dem an einem Zählpunkt gleichzeitig mit der Einspeisung Bezugsstrom für die Anlage und für Letztverbraucher entnommen wird und die Zähleinrichtung die Stromflüsse nicht getrennt bilanzieren kann.[1068] Denn in einem solchen Fall entstünde für die Messung des Stromverbrauchs des Letztverbrauchers eine Regelungslücke, da § 7 Abs. 1 EEG keine Regelungen für den von einem Letztverbraucher bezogenen Strom trifft.[1069] In diesem Fall soll ausnahmsweise § 21b EnWG auch auf Messeinrichtungen für Strom aus Erneuerbaren Energien Anwendung finden können. Typischer Anwendungsfall ist die Messung des Stromverbrauchs eines Haushaltskunden, über dessen Anschluss eine PV-Anlage einspeist.

11.2.2.2.3 Bewertung der gegenwärtigen Rechtslage

Nach der gegenwärtigen Rechtslage ist wohl davon auszugehen, dass für Einspeisungen aus EEG-Anlagen grundsätzlich § 21b EnWG keine Anwendung findet, jedenfalls sofern nicht gleichzeitig eine Messung von Bezugsstrom für Letztverbraucher stattfindet. Damit enthält allein § 7 Abs. 1 EEG rechtliche Vorgaben über die Messung. Die darin enthaltenen Vorgaben sind jedoch sehr rudimentär. Einziger wesentlicher Inhalt ist, dass ein Dritter, der die Messung vornimmt, fachkundig sein muss.

Problematisch an der fehlenden rechtlichen Regelung in § 7 Abs. 1 EEG ist jedoch aus unserer Sicht, dass die Abwicklung der Messung für die Netzbetreiber durch die mangelnden rechtlichen Vorgaben nicht unerheblich erschwert werden kann. Der Netzbetreiber hat bei der Messung quasi eine Rolle als „Datendrehscheibe“ und muss Messdaten im standardisierten Format und zu definierten Zeitpunkten verarbeiten und weiterleiten. Beispielsweise ist der Netzbetreiber zuständig für die Netzentgeltabrechnungen, Jahresmehr- und Jahresmindermengenabrechnung sowie Bilanzkreisabrechnungen. Die diesen Berechnungen zugrunde liegenden Messwerte stellen die Messstellenbetreiber zur Verfügung. Werden die Daten nicht im entsprechenden Format geliefert, müssen sie umgewandelt werden. Auch die Wechselprozesse (insbesondere Beginn und Ende des Messstellenbetriebs) oder Prozesse bei einer Störungsbehebung in der Messstelle müssen durch den Netzbetreiber abgewickelt werden.

Im Rahmen des § 21b EnWG sind genaue rechtliche Vorgaben für die Messstellenbetreiber für die Abwicklung der Messung entwickelt worden. Wenn die rechtlichen Vorgaben, die im Rahmen des § 21 b EnWG entwickelt wurden, bei der Messung für Einspeisungen aus EEG-Anlagen nicht gelten, kann dies für Netzbetreiber einen Mehraufwand bedeuten, da etwa Daten umgewandelt oder für bestimmte Zeiten, für die sie nicht vorliegen, ermittelt werden müssen. Da Netzbetreiber zudem einen Vertrag mit dem Messstellenbetreiber möglicherweise nicht verlangen kann, kann dies da-

[1068] Clearingstelle EEG, Empfehlung v. 28.12.2009, Az. 2008/20, Tenorziffer 2.

[1069] Clearingstelle EEG, Empfehlung v. 28.12.2009, Az. 2008/20, Rn. 71 i.V.m. Rn. 41 a.E.

zu führen, dass es über die Abwicklung der Messung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber rechtliche Auseinandersetzungen geben kann.

Im Ergebnis spricht unseres Erachtens deshalb viel dafür, die Vorgaben des § 21b EnWG einheitlich auch für Einspeisungen aus EEG-Anlagen zur Geltung kommen zu lassen.

11.2.2.3 Rechtsfolgen bei Streichung des § 7 Abs. 1 EEG

Würde § 7 Abs. 1 EEG 2009 gestrichen, enthielte das EEG 2009 keine Regelungen zum Messstellenbetrieb und zur Messung mehr. Dann wäre fraglich, welche Regeln zur Messung stattdessen gelten. Bei der Frage, wer Messstellenbetreiber sein darf, würde zunächst auf das EnWG, dann auf das BGB zurückgegriffen. Hier wäre jedoch offen, ob § 21b EnWG auf Einspeisungen aus EEG-Anlagen Anwendung findet oder nicht.[1070]

11.2.2.3.1 § 21b EnWG nicht anwendbar

Wäre § 21b EnWG nicht anwendbar, würde sich die Messung nach den allgemeinen Vorschriften richten. Gemäß § 448 BGB trägt der Verkäufer die Kosten für die Übergabe der Sache, wozu auch die Kosten für das Messen gehören.[1071] Daraus lässt sich folgern, dass der Verkäufer das Recht zur Messung hat. Geht man beim Geschäft „Stromeinspeisung gegen Einspeisevergütung“ von einem Kauf aus, hätte der EEG-Anlagenbetreiber wie unter dem aktuell geltenden § 7 Abs. 1 EEG 2009 das Recht zu bestimmen, wer Messstellenbetreiber wird. Der Netzbetreiber hätte keine Grundzuständigkeit. Wie bei § 7 Abs. 1 EEG 2009 ergäbe sich zudem das Problem, dass der Messstellenbetreiber nicht an die Einhaltung von Kommunikationsstandards bei Standardprozessen gebunden wäre.

11.2.2.3.2 § 21b EnWG anwendbar

Würde man die Anwendbarkeit des § 21b EnWG bejahen, wäre der Netzbetreiber grundzuständig für die Messung. Auch die MessZV würde gelten. Auf Verlangen des Anlagenbetreibers könnte ein Dritter Messstellenbetreiber werden. Dies würde den Anlagenbetreiber einschließen, solange er die gesetzlichen Voraussetzungen einhält.[1072] Voraussetzung für das Tätigwerden des Dritten wäre der Abschluss eines Vertrags zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber (§ 21b Abs. 2 S. 4 EnWG). Dies würde bedeuten, dass die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien entgegen der grundsätzlichen Regel in § 4 Abs. 1 EEG einen Vertrag zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber voraussetzen würde, wenn der Anlagenbetreiber die Messung selbst übernimmt.

[1070] Siehe dazu soeben oben unter 11.2.2.2.2.2.

[1071] *Weidenkaff*, in Palandt, 68. A., § 448 Rn. 3.

[1072] *Böhnel*, in: Säcker (Hg.), Berliner Kommentar, 2. A. 2010, § 21b EnWG, Rn. 37.

Für Messstellen, die lediglich eine Stromeinspeisung messen, würden die Standardverträge der BNetzA wohl nicht gelten. Denn diese Standardverträge sind auf den Messstellenbetrieb an Messstellen von Letztverbrauchern zugeschnitten. Ggf. könnten diese Verträge aber an Messstellen gelten, an denen nicht nur Strom verbraucht, sondern auch eingespeist wird.

Soweit die Standardverträge nicht gelten, wären die Netzbetreiber verpflichtet, auf ihren Internetseiten eigene Verträge für dritte Messstellenbetreiber vorzuhalten, die den Messstellenbetrieb für EEG-Anlagen durchführen wollen (§ 2 Abs. 2 MessZV). Die BNetzA wäre ermächtigt, auch für diesen Fall Standardverträge zu entwerfen.

11.2.2.4 Empfehlung

Wir halten die Geltung des § 21b EnWG, der MessZV sowie der entsprechenden Beschlüsse der BNetzA für den Messstellenbetrieb bei der Einspeisung aus EEG-Anlagen grundsätzlich für sachgerecht. Denn dies gewährleistet eine einheitliche Abwicklung der Messprozesse sowohl beim Bezug von Strom als auch bei Einspeiungen und fördert die Effektivität des Messwesens durch die Netzbetreiber. Eine unbillige Benachteiligung des Anlagenbetreibers dürfte damit aus unserer Sicht wohl grundsätzlich nicht verbunden sein.

Gegen eine Erstreckung der Vorgaben des § 21b EnWG auf EEG-Anlagen kann zwar sprechen, dass die Vertragsabschlusspflicht gemäß § 21b Abs. 2 S. 4 EnWG eine unverhältnismäßige Einschränkung des § 4 Abs. 1 EEG darstellt. Dabei sollte aber beachtet werden, dass die Messstellenverträge gemäß § 2 Abs. 2 MessZV von den Netzbetreibern einheitlich für ihr Netzgebiet vorzuhalten und auf der Homepage zu veröffentlichen wären. Die Verträge unterlägen der Missbrauchsaufsicht durch die BNetzA. Schließlich hätte die BNetzA die Möglichkeit, auch für die Messing von Einspeisungen aus EEG-Anlagen Standardverträge zu entwerfen oder die bisherigen Standardverträge für die Messung des Letztverbrauchers auf den Messstellenbetrieb bei EEG-Anlagen auszuweiten. Auf diese Weise dürfte mit großer Wahrscheinlichkeit ein ausreichender Schutz der Anlagenbetreiber gegen missbräuchliche Regelungen der Netzbetreiber beim Messbetrieb gewährleistet sein. Weiterhin ist zu beachten, dass es der Anlagenbetreiber in der Hand hat, ob ein Dritter als Messstellenbetreiber tätig wird. Würde der Netzbetreiber als (dann grundzuständiger) Messstellenbetreiber tätig werden, könnte er weiterhin nicht den Abschluss eines Messvertrags verlangen. Denn die Pflicht zum Abschluss eines Vertrags nach § 21 Abs. 2. S. 4 EnWG bezieht sich nur auf Verträge zwischen Messstellenbetreiber und Netzbetreiber.

Da die Anwendbarkeit des § 21b EnWG für Einspeisungen im Allgemeinen umstritten ist, würde eine Streichung des § 7 Abs. 1 EEG jedoch möglicherweise nicht dazu führen, dass § 21b EnWG auf Einspeisungen aus

EEG-Anlagen anwendbar ist. Stattdessen würden nur die allgemeinen rechtlichen Vorgaben aus dem BGB zur Messung gelten.

Wir würden daher empfehlen, die Anwendbarkeit des § 21b EnWG auf EEG-Anlagen bei Einspeisungen (ggf. beschränkt auf EEG-Anlagen) klarzustellen. Dies könnte zum Einen durch eine unmittelbare Regelung in § 21b EnWG erfolgen, wobei sich die anstehende EnWG-Novelle dafür anbieten würde. Alternativ könnte auch in § 7 Abs. 1 EEG eine neue Regelung aufgenommen werden, wonach § 21b EnWG für entsprechend anwendbar erklärt wird. Dabei ist allerdings zu beachten, dass nicht nur auf § 21b EnWG verwiesen werden müsste, sondern auch auf die ausführenden Verordnungen (insbesondere die MessZV) und die darunter erlassenen Verwaltungsakte bzw. Allgemeinverfügungen der BNetzA (insbesondere den o.g. Beschluss BK6-09-034).

11.2.3 Ausnahme von § 4 Abs. 1 EEG für Offshore-Windenergieanlagen

11.2.3.1 Ausgangslage

Nach § 4 Abs. 1 EEG dürfen Netzbetreiber die Erfüllung ihrer Verpflichtungen aus dem EEG nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen. Diese Regelung, die in dieser Form erstmals im EEG 2004 enthalten war, soll gewährleisten, dass Anlagenbetreiber nicht zum Abschluss eines für sie möglicherweise ungünstigen Vertrages gezwungen werden können, um ihre Rechte aus dem EEG, insbesondere auf Netzanschluss, Abnahme und Vergütung des Stroms, wahrzunehmen. Die Rechte des Anlagenbetreibers bestehen vielmehr auch ohne Vertragsabschluss aufgrund eines gesetzlichen Schuldverhältnisses.[1073] Über dieses sog. Koppelungsverbot wurde Rechtssicherheit für die Anlagenbetreiber geschaffen. Denn Auseinandersetzungen über den Abschluss eines Vertrages können die Durchsetzung der Ansprüche aus dem EEG nicht beeinflussen.[1074] Das Koppelungsverbot in § 4 Abs. 1 EEG besteht ohne Ausnahme.

Zum Zeitpunkt der Gesetzgebung des § 4 Abs. 1 EEG war der Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen praktisch nicht relevant. Im Vergleich zum Anschluss sonstiger EEG-Anlagen zeichnet sich der Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen jedoch insbesondere durch einen erheblichen wirtschaftlichen und technischen Aufwand aus. Denn zum Ersten werden aufgrund der erheblichen Leistungen der Anlagen enorme Strommengen in das Netz eingespeist. Zum Zweiten bestehen bei einem Netzanschluss auf hoher See aufgrund der bislang geringen Erfahrungen enorme technischen Herausforderungen und Besonderheiten im Vergleich zu einem Anschluss an Land.

[1073] Siehe dazu *Lehnert*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Auflage im Erscheinen, § 4 Rn. 4 m.w.N.

[1074] Siehe dazu Gesetzesbegründung, BT-Drs. 16/8148, S. 41.

11.2.3.2 Fragestellung

Vor dem Hintergrund der besonderen wirtschaftlichen und technischen Herausforderungen des Netzanschlusses von Offshore-Windenergieanlagen stellt sich die Frage, ob in § 4 Abs. 1 EEG eine Ausnahme für den Netzanschluss von Offshore-Windenergieanlagen aufgenommen werden sollte. Danach würde beim Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen ausnahmsweise doch der Abschluss eines Vertrages verlangt werden können. Sofern eine entsprechende Ausnahmeregelung aufgenommen würde, wäre weiterhin zu prüfen, wie bei einem verpflichtenden Abschluss eines Vertrages die Rechte des Anlagenbetreibers gleichwohl effektiv durchgesetzt werden können.

11.2.3.3 Rechtliche Würdigung

Für die Notwendigkeit eines Vertrages zum Netzanschluss von Offshore-Anlagen könnte zunächst sprechen, dass die komplexen technischen und wirtschaftlichen Einzelheiten eines Netzanschlusses von Offshore-Anlagen eine rechtssichere Regelung in einem Vertragsverhältnis verlangen.

Dagegen spricht jedoch, dass sich der Netzanschluss einer Offshore-Windenergieanlage im Hinblick auf die zu regelenden technischen und wirtschaftlichen Einzelheiten – zumindest was die „Grundzüge“ betrifft – nicht wesentlich vom Anschluss eines Windparks an Land unterscheidet.

Zwar können die Menge des abzunehmenden Stroms und die Größe des entsprechenden Umspannwerks größer sein als bei einem sonstigen Windpark an Land. Auch sind die technischen Herausforderungen der Errichtung eines Umspannwerks auf hoher See sicherlich größer. Dies könnte für eine höhere Komplexität und damit für das Bedürfnis eines Vertragsabschlusses sprechen.

Gegen eine besondere Komplexität des Netzanschlussverhältnisses kann jedoch vorgebracht werden, dass der Anlagenbetreiber den Strom aufgrund der besonderen Vorgabe in § 17 Abs. 2 a EnWG lediglich bis zum – in der Regel nicht weit entfernt liegenden – Umspannwerk des Übertragungsnetzbetreibers liefern muss. Dadurch sind die Errichtung und Erhaltung des Netzanschlusses möglicherweise weniger kompliziert als beim Anschluss eines großen Windparks über ein längeres Einspeisenetz. Dies könnte also gegen die Notwendigkeit eines Vertragsabschlusses angeführt werden.

Dafür, dass Verträge notwendig sind, könnte sprechen, dass in diesem Bereich noch weniger Erfahrungen bestehen und deshalb insbesondere technische Fragen noch nicht so umfassend „abgearbeitet“ sind wie beim Anschluss von Anlagen an Land und insbesondere standardisierte technische Anschlussbedingungen fehlen.

Zudem tauchen jedenfalls teilweise andere Fragen auf als beim Anschluss von Anlagen an Land, wie etwa die Kreuzung mit Anschlussleitungen für

andere Offshore-Windparks. Letzteres zeigt, dass auch kurze Anbindungsentfernungen (vgl. dazu oben) in Einzelfällen komplexe Lösungen in technischer wie auch rechtlicher Hinsicht erfordern.

Eine vertragliche Regelung könnte weiterhin deshalb erforderlich sein, weil bei der Einspeisung in Kabel auf hoher See mit besonders hoher Zuverlässigkeit gewährleistet sein muss, dass beim Anschluss der Anlage und der Einspeisung des Stroms aus der Anlage die technische Sicherheit gewährleistet ist. Die Einhaltung der technischen Sicherheitsstandards wird jedoch bereits grundsätzlich über die in § 7 Abs. 2 EEG enthaltene Anforderung erreicht, wonach die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen die in dem Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 EnWG entsprechen müssen. Sollte der Anlagenbetreiber nicht in der Lage sein, die entsprechenden technischen Anforderungen einzuhalten, kann der Netzbetreiber den Anschluss der Anlage ablehnen. Dieses Recht des Netzbetreibers besteht unabhängig vom Abschluss eines Vertrages.

Weiterhin könnte man für die Notwendigkeit des Abschlusses eines Vertrages für den Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen vorbringen, dass die erheblichen Investitionen sowohl in die Anlage, vor allem aber in die zu errichtende Netzleitung vom Umspannwerk zum bestehenden Übertragungsnetz Rechtssicherheit darüber erfordert, dass und auf welche Weise die Offshore-Anlagen an das Netz angeschlossen werden. Die Frage, ob und unter welchen Bedingungen Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sind, den oftmals langwierigen und kostenintensiven Netzausbau bzw. Netzanschluss zu errichten, wird in § 17 Abs. 2 a EnWG geregelt. Auf dieser Grundlage hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) ein Positionspapier für Netzanbindungsverpflichtungen gemäß § 17 Abs. 2 a EnWG herausgegeben, das die Eckpunkte für den Netzanschluss von Offshore-Windparks skizziert.[1075] Das Papier stellt bestimmte Anbindungskriterien auf, ab deren Vorliegen Übertragungsnetzbetreiber zur Erteilung der Netzanbindungszusage und zur Errichtung des Anschlusses verpflichtet sind. Diese Pflicht besteht erst, wenn die Anlagenbetreiber bestimmte Anforderungen eingehalten und die Realisierungswahrscheinlichkeit der Offshore-Anlage damit – so die Überlegungen der BNetzA – hinreichend nachgewiesen haben.[1076] Durch § 17 Abs. 2 a EnWG und das Positionspapier der BNetzA soll sicher gestellt werden, dass es bei der Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen und der Errichtung des Netzanschlusses nicht zu „stranded investments“ kommt. Unabhängig von der Frage, ob und inwieweit die Regelungen in § 17 Abs. 2 a EnWG und die Vorgaben der BNetzA zur Gewährleistung einer größeren Rechtssicherheit noch weiter konkretisiert werden sollten, ist jedenfalls nicht erkennbar, inwieweit eine Pflicht zu vertraglichen Regelungen zwischen Anlagenbetreiber und

[1075] Das Positionspapier wurde mittlerweile durch einen Annex vom Januar 2011 ergänzt.

[1076] Siehe dazu im Einzelnen *Prall*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Auflage im Erscheinen, § 31 Rn. 65 ff.; *Hartmann*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Loseblatt, § 17 EnWG Rn. 161.

Netzbetreiber eine höhere Rechtssicherheit für den Netzanschluss gewährleisten könnte.

Gegen eine Ausnahmeregelung in § 4 Abs. 1 EEG für den Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen spricht, dass damit die Verhandlungsposition des Anlagenbetreibers bei der Vereinbarung der Netzanschlussbedingungen erheblich geschwächt wird. Aus unserer praktischen Erfahrung erscheint es jedoch sehr wichtig, dass der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber immer die Möglichkeit hat, einen Anschluss und eine Einspeisung notfalls auch ohne vorherigen Abschluss eines Vertrages vornehmen zu können. Auf diese Weise wird sicher gestellt, dass Netzbetreiber die Anlagenbetreiber nicht unter Druck setzen können, indem sie für den Anschluss und die Einspeisung den Abschluss eines für Anlagenbetreiber ungünstigen Vertrags verlangen. Diese Verhandlungsposition des Anlagenbetreibers gewährleistet unserer Einschätzung auch, dass ausgewogene Lösungen gefunden werden. Dies ist angesichts der komplexen und in vielen Bereichen neuartigen Fragestellungen „rund um“ den Anschluss von Offshore-Anlagen sicherlich positiv zu bewerten.

Man könnte zwar einwenden, dass ohne den Abschluss eines Vertrages bestimmte technische Einzelheiten nicht geregelt werden und damit Unsicherheit über die Umsetzung des Anschlusses, insbesondere die technischen Parameter, besteht. Nach unserer Erfahrung geht dem Anschluss einer Offshore-Windenergieanlage jedoch ein langwieriger Prozess voran, in dem zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber die Einzelheiten des Anschlusses besprochen und abgestimmt werden. In diesem Rahmen wird in der Regel bereits im Vorhinein über die wesentlichen Punkte Einigkeit erzielt, ohne dass es bereits zum Abschluss eines Vertrags kommt. Der Abschluss eines Netzanschlussvertrages, der in aller Regel erst während oder nach der Errichtung des Netzanschlusses abgeschlossen wird, stellt damit lediglich einen formalen Rahmen für die zuvor getroffenen Abstimmungen dar. Aus diesem Grund ist es auch möglich, dass der Anschluss einer Offshore-Windenergieanlage ohne vertragliche Regelung verwirklicht werden kann.

Abschließend sei angemerkt, dass es gleichwohl praktisch in allen Fällen schließlich zum Abschluss eines Netzanschlussvertrages bei Offshore-Windenergieanlagen kommen dürfte. Denn Anlagenbetreiber haben selber ein Interesse am Abschluss von Verträgen. Zwar können Anlagenbetreiber ihre Rechte aus dem EEG ohne Weiteres auch ohne Vertrag durchsetzen. Der Abschluss eines Vertrages ist jedoch praktisch vielfach erforderlich, weil Banken oder das Finanzamt derartige Verträge verlangen. Aus diesem Grund werden nach unserer Erfahrung in allen Bereichen von EEG-Anlagen regelmäßig Netzanschluss- und Einspeiseverträge geschlossen, auch wenn hierfür nach dem EEG keine Notwendigkeit besteht. Gleichwohl ist die Regelung von § 4 Abs. 1 EEG von herausragender Bedeutung, da auf diese Weise ein wichtiges Druckmittel von Anlagenbetreibern besteht, negative vertragliche Regelungen als Voraussetzung für den Netzanschluss und die Stromeinspeisung ablehnen zu können.